

**EVALUACIÓN GEOMECÁNICA DE LA INTERACCIÓN DE FRACTURAS  
HIDRÁULICAS Y FRACTURAS NATURALES MEDIANTE SIMULACIÓN  
NUMÉRICA**



**ANNY VANESSA ZAMBRANO LUNA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2017**

**EVALUACIÓN GEOMECÁNICA DE LA INTERACCIÓN DE FRACTURAS  
HIDRÁULICAS Y FRACTURAS NATURALES MEDIANTE SIMULACIÓN  
NUMÉRICA**

**ANNY VANESSA ZAMBRANO LUNA**

**Trabajo de Grado para optar por el título de Magíster en Ingeniería de  
Hidrocarburos**

**DIRECTOR**

**GERMÁN GONZALEZ SILVA, Ph.D. EN INGENIERÍA QUÍMICA  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**CODIRECTOR**

**YAIR ANDRÉS QUINTERO PEÑA, M.Sc. EN GEOTECNIA  
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO, ECOPETROL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2017**

# CONTENIDO

pág.

|                                                                                |    |
|--------------------------------------------------------------------------------|----|
| INTRODUCCIÓN .....                                                             | 16 |
| 1.FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....                                              | 18 |
| 1.1 RECURSOS NO CONVENCIONALES .....                                           | 19 |
| 1.1.1 Colombia.....                                                            | 23 |
| 1.2 ROL DE LA GEOMECÁNICA EN EL DESARROLLO DE RECURSOS NO CONVENCIONALES ..... | 25 |
| 1.3 FRACTURA DE LA ROCA.....                                                   | 28 |
| 1.4 VARIABLES INFLUYENTES .....                                                | 31 |
| 1.4.1 Espaciamiento del cluster de perforación. ....                           | 32 |
| 1.4.2 Diferencial de esfuerzos.....                                            | 35 |
| 1.4.3 Esfuerzos in-situ. ....                                                  | 38 |
| 1.4.4. Patrones de las fracturas naturales. ....                               | 41 |
| 1.4.5. Ángulo de interacción. ....                                             | 44 |
| 1.4.6. Coeficiente de fricción de la fractura natural. ....                    | 44 |
| 1.4.7. Estructuras geológicas complejas.....                                   | 45 |
| 1.4.8. Otras variables.....                                                    | 49 |
| 2. MÉTODOS NUMÉRICOS PARA EL MODELADO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....       | 53 |
| 2.1 MECÁNICA DE DAÑO CONTINUO.....                                             | 58 |
| 2.2 FRACTURAMIENTO POR DAÑO DE UN SÓLIDO INELÁSTICO.....                       | 61 |
| 2.3 INELASTICIDAD DE LAS ROCAS Y DAÑO.....                                     | 61 |

|                                                               |     |
|---------------------------------------------------------------|-----|
| 2.3.1 Módulo de deformación. ....                             | 63  |
| 2.4 PARÁMETROS DEL MATERIAL .....                             | 65  |
| 2.4.1 Daño y degradación de la rigidez.....                   | 68  |
| 2.4.2 Modelo Constitutivo. ....                               | 73  |
| 2.4.3 Método de elementos finitos, MEF.....                   | 83  |
| 2.5 INTERACCIONES FH-FN.....                                  | 87  |
| 2.6 MODELOS NUMÉRICOS PARA EVALUAR INTERACCIONES FH Y FN..... | 93  |
| 2.6.1 Enfoque LEFM.....                                       | 97  |
| 2.6.2 Modelos cohesivos. ....                                 | 98  |
| 2.6.3 Enfoque de mecánica de daño continuo.....               | 99  |
| 3. METODOLOGÍA APLICADA .....                                 | 100 |
| 3.1 CONFIGURACIÓN DEL MODELO .....                            | 103 |
| 3.2 PROCEDIMIENTO DE CARGA.....                               | 106 |
| 3.3 SENSIBILIDAD DINÁMICA.....                                | 109 |
| 3.4 MODELADO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, FASE I.....       | 111 |
| 4. MODELADO DE LA INTERACCIÓN FN-FH, FASE II .....            | 122 |
| 4.1 FRACTURAS ABIERTAS .....                                  | 123 |
| 4.2 FRACTURAS MINERALIZADAS .....                             | 133 |
| 4.3 INTERACCIONES .....                                       | 146 |
| 5. CONCLUSIONES .....                                         | 155 |
| 6. RECOMENDACIONES.....                                       | 159 |
| BIBLIOGRAFÍA.....                                             | 160 |
| ANEXOS.....                                                   | 176 |



# LISTA DE FIGURAS

pág.

|                                                                                                                                                                                                                                                                                           |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1. Extracción de hidrocarburos convencionales y no convencionales. ____                                                                                                                                                                                                            | 20 |
| Figura 2. Triángulo de recursos no convencionales: El concepto del triángulo de recursos aplica a cada cuenca productora de hidrocarburos en el mundo. _____                                                                                                                              | 22 |
| Figura 3. Esquema de un yacimiento convencional y formaciones no convencionales. _____                                                                                                                                                                                                    | 24 |
| Figura 4. Mapa de las cuencas con formaciones shale oil y shale gas evaluadas a partir de mayo de 2013. _____                                                                                                                                                                             | 25 |
| Figura 5. Izquierda. Shale gas técnicamente recuperable en el mundo, Tcf. Derecha. Shale oil técnicamente recuperable en el mundo, bbl. _____                                                                                                                                             | 26 |
| Figura 6. Cuencas shale prospectivas del norte de América del Sur. _____                                                                                                                                                                                                                  | 27 |
| Figura 7. Intersección entre una FH y una FN. _____                                                                                                                                                                                                                                       | 31 |
| Figura 8. Esquema general de la intersección FH-FN. _____                                                                                                                                                                                                                                 | 32 |
| Figura 9. Cuatro casos de fracturas iniciales múltiples con diferente espaciamiento del cluster de perforación en una etapa. _____                                                                                                                                                        | 33 |
| Figura 10. Distribución de la longitud efectiva de fractura y la longitud efectiva total para cuatro casos con diferente espaciamiento entre clusters de perforación. ____                                                                                                                | 34 |
| Figura 11. Perfiles del ancho de las redes de fractura al final de la inyección para cuatro casos con diferente espaciamiento de los clusters de perforación, las líneas azules representan las FN y las líneas con diferentes colores representan la distribución del ancho de FH. _____ | 36 |
| Figura 12. Variaciones de la presión de inyección neta en el “heel” del pozo horizontal para tres casos con diferentes diferenciales de esfuerzos. DS denota diferencial de esfuerzos. _____                                                                                              | 37 |

|                                                                                                                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 13. Longitud efectiva y total de la fractura de cuatro fracturas para tres casos con diferentes diferenciales de esfuerzos. _____                                    | 38 |
| Figura 14. Perfil del ancho de la red de fracturas al final de la inyección para tres casos con diferentes DS. _____                                                        | 39 |
| Figura 15. Geometría de fractura con diferentes orientaciones de pozo con respecto al campo de esfuerzos. _____                                                             | 40 |
| Figura 16. Perfil del ancho de la red de fracturas al final del bombeo para tres casos con diferentes ángulos relativos entre FH y FN. _____                                | 42 |
| Figura 17. Perfil del ancho de la red de fracturas al final de la inyección para cuatro casos con diferentes patrones FN. _____                                             | 43 |
| Figura 17. Perfil del ancho de la red de fracturas al final de la inyección para cuatro casos con diferentes patrones FN. _____                                             | 45 |
| Figura 19. Configuración de fracturas para diferentes coeficientes de fricción de fracturas naturales. _____                                                                | 46 |
| Figura 20. Frente de fractura a escala de poro en areniscas. _____                                                                                                          | 47 |
| Figura 21. Geometría ideal de una fractura hidráulica. _____                                                                                                                | 50 |
| Figura 22. Propagación de fracturas en un material con planos de debilidad orientados de manera oblicua, paralela y perpendicular a la dirección del esfuerzo máximo. _____ | 51 |
| Figura 23. Efecto de las fracturas en la resistencia de la roca y el módulo de Young. _____                                                                                 | 52 |
| Figura 24. Planos de deformación horizontal y vertical. _____                                                                                                               | 54 |
| Figura 25. Geometría PKN. _____                                                                                                                                             | 55 |
| Figura 26. Geometría KGD. _____                                                                                                                                             | 56 |
| Figura 27. Métodos numéricos para el modelado de fracturamiento hidráulico. _                                                                                               | 57 |
| Figura 28. Escalas de observación de daño. _____                                                                                                                            | 58 |
| Figura 29. Concepto de elemento de volumen representativo y mecánica de daño continuo. _____                                                                                | 60 |
| Figura 30. Respuesta típica esfuerzo-deformación de rocas bajo presión de confinamiento. _____                                                                              | 63 |

|                                                                                                                                                                                                                                                     |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 31. Curva esfuerzo-deformación post-yield. _____                                                                                                                                                                                             | 68  |
| Figura 32. Daño progresivo. _____                                                                                                                                                                                                                   | 70  |
| Figura 33. Respuesta del concreto a carga uniaxial en tensión (a) y compresión (b).<br>_____                                                                                                                                                        | 72  |
| Figura 34. Superficie de cedencia de Mohr Coulomb que muestra los meridianos de<br>tensión y compresión (TM y CM), definidos por el esfuerzo de corte octaédrico en<br>tensión y compresión ( $\sigma_{octT}$ y $\sigma_{octC}$ ). _____            | 75  |
| Figura 35. Superficie de cedencia Barcelona. La curvatura es ajustada al rango entre<br>la mínima dependencia en el esfuerzo principal intermedio (e.g., Mohr-Coulomb) o<br>la total de dependencia (e.g., Drucker Prager, un cono circular). _____ | 76  |
| Figura 36. Superficie de cedencia en el plano deviatorico, correspondiente a<br>diferentes valores de $KC$ . _____                                                                                                                                  | 81  |
| Figura 37. Superficie de cedencia en plane stress. _____                                                                                                                                                                                            | 82  |
| Figura 38. Vista de una red de fracturas hidráulicas inducidas que representa varios<br>escenarios de interacción con FN. _____                                                                                                                     | 88  |
| Figura 39. Resolución de esfuerzos en el plano de la fractura natural. _____                                                                                                                                                                        | 90  |
| Figura 40. FH que cruza una FN. _____                                                                                                                                                                                                               | 90  |
| Figura 41. Propagación de la FH desde la punta de la FN. _____                                                                                                                                                                                      | 91  |
| Figura 42. FH propagándose desde un punto débil a lo largo de la FN. _____                                                                                                                                                                          | 92  |
| Figura 43. Fracturas hidráulicas. _____                                                                                                                                                                                                             | 94  |
| Figura 44. Elementos de cohesión y elementos vecinos. _____                                                                                                                                                                                         | 96  |
| Figura 45. Ilustración del modelo de intersección FH-FN. _____                                                                                                                                                                                      | 97  |
| Figura 46. Procedimiento general para resolver la aplicación a fracturamiento<br>hidráulico. _____                                                                                                                                                  | 100 |
| Figura 47. Fases del proceso de simulación. _____                                                                                                                                                                                                   | 101 |
| Figura 48. Ejemplo del esquema general. (a) Fase I. (b) Fase II. _____                                                                                                                                                                              | 101 |
| Figura 49. Enfoque para adaptar los datos de mecánica de rocas al modelo de daño<br>de elementos finitos en Abaqus. _____                                                                                                                           | 103 |

|                                                                                                                                                                                                                                                               |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 50. Escenario geológico (izquierda) y configuración del modelo de elementos finitos (derecha) para la propagación de una fractura hidráulica dentro de un estrato o capa sandstone.                                                                    | 106 |
| Figura 51. Superficie de fractura y región de fluido retardado de experimentos de laboratorio para FH.                                                                                                                                                        | 108 |
| Figura 52. Esquema general para las pruebas de sensibilidad dinámica.                                                                                                                                                                                         | 110 |
| Figura 53. Resultados $dx_2 = 0.5$ mm/s, $t=1$ s (a) y $dx_2 = 0.15$ mm/s (b). Características morfológicas principales (c).                                                                                                                                  | 112 |
| Figura 54. Presurización Tabla 3. Escenario 1. $S_x=10$ Mpa, $P_f=2S_x$ , $t=1.790$ s (a). Escenario 4. $S_x=17.5$ Mpa, $P_f=2S_x$ , $t=3.5$ s (b). Escenario 7. $S_x=25$ Mpa, $P_f=2S_x$ , $t=5$ s (c). Escenario 9. $S_x=35$ Mpa, $P_f=2S_x$ , $t=7$ s (d). | 114 |
| Figura 55. Presurización Escenario 1, Tabla 3. $S_x=10$ Mpa, $P_f=2S_x$ , $t=1.780$ s (a y b). $S_x=10$ Mpa, $P_f=2S_x$ , $t=1.790$ s (c).                                                                                                                    | 116 |
| Figura 56. Presurización Escenario 1, Tabla 3. $S_x=10$ Mpa, $P_f=2S_x$ , $t=1.790$ s. Segmentos de fractura con daño por compresión (a). Segmentos de fractura con daño por tensión (b). Degradación de la rigidez (c).                                      | 119 |
| Figura 57. Fracturas hidráulicas formadas bajo un rango de regímenes de esfuerzos. Pruebas de presurización tomadas de la Figura 54.                                                                                                                          | 121 |
| Figura 58. Modelo bidimensional de simulación. La FH se propaga hasta lograr la interacción con una FN dispuesta a un ángulo $\theta$ .                                                                                                                       | 123 |
| Figura 59. Tasas de Inyección.                                                                                                                                                                                                                                | 125 |
| Figura 60. Fractura natural paralela. Escenario I de la Tabla 5 para un $t=1.870$ , $P_f=18$ Mpa. (a) Degradación total de la rigidez. (b) Daño debido a compresión. (c) Daño debido a tensión. (d) Interpretación de la geometría de fractura.               | 126 |
| Figura 61. Fractura natural ortogonal. Escenario II de la Tabla 5 para un $t=1.780$ , $P_f=18$ Mpa. (a) Degradación total de la rigidez. (b) Daño debido a compresión. (c) Daño debido a tensión.                                                             | 129 |
| Figura 62. Fractura natural $\theta=60^\circ$ . Escenario III de la Tabla 5 para un $t=1.870$ , $P_f=18$ Mpa. (a) Degradación total de la rigidez. (b) Daño debido a compresión. (c) Daño                                                                     |     |

|                                                                                                                                                                                                                                                        |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| debido a tensión. (d) Interpretación de la geometría de fractura para un $t=2$ s, $P_f=20$ Mpa. _____                                                                                                                                                  | 131 |
| Figura 63. Área afectada para $P_f=19$ Mpa. (a) Presencia de una FN paralela. (b) Test 1 de la Tabla 3. Propagación de FH sin presencia de FN. _____                                                                                                   | 133 |
| Figura 64. Efecto directo de diversas morfologías de fractura sobre la permeabilidad de todo el núcleo. _____                                                                                                                                          | 136 |
| Figura 65. Propagación del estado de esfuerzos ( $\sigma_{hmin}=50$ Mpa, $\sigma_v=10$ Mpa, $t=0$ ) resultado de la aplicación del paso geostático disponible en Abaqus. (a) Escenario 1 de la Tabla 3. (b) Caso de comparación 1 de la Tabla 7. _____ | 139 |
| Figura 66. Modelado de la interacción FN-FH con FN mineralizadas. Casos de comparación del 1 al 10, Tabla 7. _____                                                                                                                                     | 140 |
| Figura 67. (a) Longitud de la fractura hidráulica y (b) ancho para tres casos de propagación de FH con diferentes diferenciales de esfuerzos en presencia de una FN con un $\theta=60^\circ$ . _____                                                   | 147 |
| Figura 68. Secuencia de propagación de FH en presencia de una FN mineralizada. Caso de comparación 3 de la Tabla 7. Alto diferencial de esfuerzos y $\theta=60^\circ$ . ____                                                                           | 148 |
| Figura 69. Secuencia de propagación de FH en presencia de una FN mineralizada. Caso de comparación 6 de la Tabla 7. Bajo diferencial de esfuerzos y $\theta=30^\circ$ . _                                                                              | 150 |
| Figura 70. Secuencia de propagación de FH en presencia de una FN abierta. Escenario I de la Tabla 5. Alto diferencial de esfuerzos. _____                                                                                                              | 151 |

## LISTA DE TABLAS

pág.

|                                                                               |     |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 1. Parámetros del material para Berea Sandstone*, SI (mm). ....         | 66  |
| Tabla 2. Parámetros del modelo para la reología de Berea Sandstone, SI (mm).. | 67  |
| Tabla 3. Simulaciones de presurización interna.....                           | 107 |
| Tabla 4. Simulaciones de extensión simple. ....                               | 109 |
| Tabla 5. Interacción con fracturas abiertas. ....                             | 124 |
| Tabla 6. Ancho de fracturas naturales publicados. ....                        | 137 |
| Tabla 7. Interacción con fracturas mineralizadas.....                         | 138 |

## LISTA DE ANEXOS

pág.

|                                                                                                        |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Anexo A. Variables que influyen significativamente en el inicio y propagación de una FH en un YNF..... | 176 |
| Anexo B. Métodos numéricos para el modelado de fracturamiento hidráulico.....                          | 179 |

# **TÍTULO: EVALUACIÓN GEOMECÁNICA DE LA INTERACCIÓN DE FRACTURAS HIDRÁULICAS Y FRACTURAS NATURALES MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA\***

**AUTORA: ANNY VANESSA ZAMBRANO LUNA\*\***

**PALABRAS CLAVE: Red de fractura compleja, Daño continuo, Fracturas hidráulicas, Fracturas naturales, Rigidez.**

**RESUMEN.** El concepto de daño continuo es usado para estudiar la interacción entre fracturas hidráulicas y fracturas naturales, el objetivo es representar la trayectoria de propagación y la relación entre estos dos tipos de fracturas para predecir la compleja dirección de extensión resultante, sin la necesidad de predefinirla tal como ocurre en otras aplicaciones de elementos finitos; proporcionando resultados más consistentes con el comportamiento físico del fenómeno. El enfoque usa simulaciones de elementos finitos a través del software Abaqus para modelar el fracturamiento por daño, el proceso de fracturamiento por propagación de daño en una roca. El modelado del fenómeno se desarrolla en dos dimensiones (2D) de manera que la fractura será representada por una línea y el frente de fractura por un punto. Se considera comportamiento constitutivo no-lineal, deformación finita, deformación dependiente del tiempo, condiciones de frontera complejas, deformación *hardening* y *softening*, y deformación basada en la evolución del daño en compresión y tensión. El modelo es comparado con otros que están publicados y disponibles. Las comparaciones están enfocadas en cinco interacciones entre fracturas naturales (FN) y fracturas hidráulicas (FH): Fractura detenida en una FN, cruce de una FN con o sin desplazamiento, ramificación en la intersección de FN, ramificación al final de una FN y dilatación de una FN debido a deslizamiento por cizalla. El aporte más significativo es que no es necesario utilizar una dirección de propagación predefinida y que las condiciones de esfuerzos pueden ser evaluadas como un factor dominante del proceso. Este aspecto es importante porque puede modelar de una forma más real la generación de fracturas hidráulicas complejas, y ser una herramienta valiosa para predecir problemas potenciales y diferentes geometrías de la red de fracturas en el proceso de fracturamiento debido a la inyección de fluidos.

\*Trabajo de Investigación.

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Germán González Silva, Ph.D. en Ingeniería Química. Codirector: Yair Andrés Quintero Peña, M.Sc. en Geotecnia.



**TITLE: GEOMECHANICAL EVALUATION OF THE INTERACTION OF HYDRAULIC FRACTURES AND NATURAL FRACTURES THROUGH NUMERICAL SIMULATION\***

**AUTHOR: ANNY VANESSA ZAMBRANO LUNA\*\***

**KEYWORDS: Complex Fracture Network, Continuum Damage, Hydraulic Fractures, Natural Fractures, Stiffness.**

**ABSTRACT.** The continuum damage concept is used to study the interaction between hydraulic fractures and natural fractures, the objective is representing the path and relation among this two fractures types and predict its complex behavior without the need to pre-define their direction as occurs in other finite element applications, providing results more consistent with the physical behavior of the phenomenon. The approach uses finite element simulations through Abaqus software to model damage fracturing, the fracturing process by damage propagation in a rock. The modeling the phenomenon develops in two dimensional (2D) so that the fracture will be represented by a line and the crack front by a point. It considers nonlinear constitutive behavior, finite strain, time-dependent deformation, complex boundary conditions, strain hardening and softening, and strain based damage evolution in compression and tension. The model is compared to models that are published and available. Comparisons are focused in five interactions between natural fractures (NF) and hydraulic fractures: Fractured arrested at NF, crossing NF with or without offset, branching at intersecting NFs, branching at end of NF and NF dilation due to shear slippage. The most significant new finding is that is not necessary to use pre-defined addresses propagation and stress condition can be evaluated as a dominant factor in the process. This is important because can model in a more real way the generated complex hydraulic fractures, and be a valuable tool to predict potential problems and different geometries of the fracture network in the process of fracturing due to fluid injection.

\*Research Thesis.

\*\*Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Germán González Silva, Ph.D. in Chemical Engineering. Codirector: Yair Andrés Quintero Peña, M.Sc. in Geotechnics.

## INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico es considerado como la técnica de estimulación primaria por excelencia en los yacimientos naturalmente fracturados del mundo y, los esfuerzos en el modelado de su comportamiento se centran en el entendimiento de la propagación de las fracturas hidráulicas, el efecto de las discontinuidades preexistentes o fracturas naturales y su sensibilidad a campos de esfuerzos anisotrópicos (Valderrama, 2011).

De manera similar a otros yacimientos, los naturalmente fracturados pueden ser ampliamente influenciados por el comportamiento geomecánico de las rocas. Sin embargo, bajo condiciones similares, el rol de la geomecánica es incluso más crucial debido a la presencia de fracturas naturales, las cuales son más sensitivas a esfuerzos, que la matriz rocosa (Bagheri & Settari, 2008). Estas fracturas son afectadas por disturbios de esfuerzos debido a la producción o inyección de fluidos, resultando en apertura, cierre y reorientación de las mismas, influyendo en las propiedades geomecánicas del medio y afectando principalmente la permeabilidad (magnitud y dirección), factor de control imprescindible en el manejo de yacimientos naturalmente fracturados (YNF).

La aparente interacción entre una fractura hidráulica y una fractura natural preexistente parece ser el componente clave que explique por qué algunos yacimientos exhiben un comportamiento más complejo (Taheri *et al.*, 2014). El diseño de fracturas hidráulicas convencionales está basado en la suposición de que la roca es homogénea y la fractura se propaga simétricamente en un plano perpendicular al esfuerzo mínimo, en yacimientos naturalmente fracturados debido a la interacción con fracturas naturales, pueden propagarse asimétricamente o en

múltiples ramas o segmentos, generando una red de fracturas complejas en el sistema (Potluri *et al.*, 2005).

Un modelo conceptual de simulación que permita establecer el comportamiento geomecánico, la geometría de la red de fracturas y los parámetros críticos a considerar al momento de aplicar fracturamiento hidráulico en este tipo de formaciones, facilitará el entendimiento del fenómeno de reactivación de fracturas y la dinámica de los diversos y complejos tipos de geometrías que se desarrollan como consecuencia de la inyección del fluido fracturante, permitiendo una mejor comprensión y procesos de estimulación con menores niveles de incertidumbre.

# 1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico se ha convertido en un tópico de gran interés en la industria del gas y petróleo en la última década, especialmente después del gran desarrollo de *shale gas* y *shale oil* en Estados Unidos, desde el 2008 (Yuan *et al* , 2015). El fracturamiento hidráulico o “*fracking*”, es un método usado para estimular o mejorar el flujo de fluidos en la roca. Dicha técnica involucra el bombeo de un fluido fracturante hacia el pozo hasta que la presión del mismo a determinada profundidad causa fractura en la roca (Healy, 2012). Con la maduración de los campos de aceite y gas, las reservas convencionales se están volviendo difíciles de producir. Como una alternativa, los recursos no convencionales han sido desarrollados activamente en la actualidad y debido a su permeabilidad ultra-baja, el fracturamiento hidráulico se ha posicionado como una tecnología fundamental para aprovechar el aceite y el gas proveniente de esas formaciones apretadas mediante la creación de redes de fracturas complejas<sup>a</sup>.

La función principal del fracturamiento hidráulico en YNF es rellenar las fracturas secundarias o naturales basado en la conectividad de fractura con la formación y crear una red que facilite el flujo de fluidos<sup>b</sup>. Por lo tanto, el entendimiento de los factores que controlan la propagación de la fractura llega a ser particularmente importante para controlar la dirección y la creación de dicha red durante la operación de fracturamiento. Generalmente, la propagación de la fractura es afectada por condiciones geológicas tales como longitud, ancho y densidad de las fracturas naturales (FN), así como los esfuerzos in-situ y las propiedades de la roca, entre

---

<sup>a</sup> ZHOU, D.; ZHENG, P.; HE, P. & PENG, J. Hydraulic Fracture Propagation Direction During Volume Fracturing in Unconventional Reservoirs. En Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016. Vol. 141, p.82.

<sup>b</sup> Ibid., p.82.

otros aspectos. En cuanto a parámetros operacionales el volumen del fluido de fracturamiento y el propante también impactan dicha propagación<sup>c</sup>.

Cipolla *et al.* (2009) afirma que las principales dificultades para alcanzar diseños de completamiento íntegros en YNF surgen debido a tres características principales. La primera, hace referencia a la complejidad del proceso físico involucrado; segundo, a la complejidad geológica, incertidumbre y variabilidad espacial; y, por último, al acceso relativamente limitado a la formación tratada. Incluso, el fracturamiento hidráulico de una formación que puede ser idealizada como homogénea, isotrópica y continua involucra procesos complejos, no-lineales e hidromecánicos a diferentes escalas. Los yacimientos de *shale gas* y *shale oil* en las escalas de tiempo y longitud de interés durante estimulaciones con fracturamiento hidráulico, no pueden ser aproximadas como homogéneas o continuas, debido a la crítica afectación resultado de la interacción entre la fractura hidráulica (FH) y las FN presentes en el medio. Esta interacción afecta no solo la velocidad de la propagación de la FH, sino también la estimulación del yacimiento caracterizado, donde las FN sufren deformación inelástica (i.e. deslizamiento y apertura). De manera que, para analizar y diseñar un tratamiento de fracturamiento hidráulico es necesario tener herramientas capaces de simular la propagación de las fracturas en masas rocosas discontinuas (ya fracturadas).

## **1.1 RECURSOS NO CONVENCIONALES**

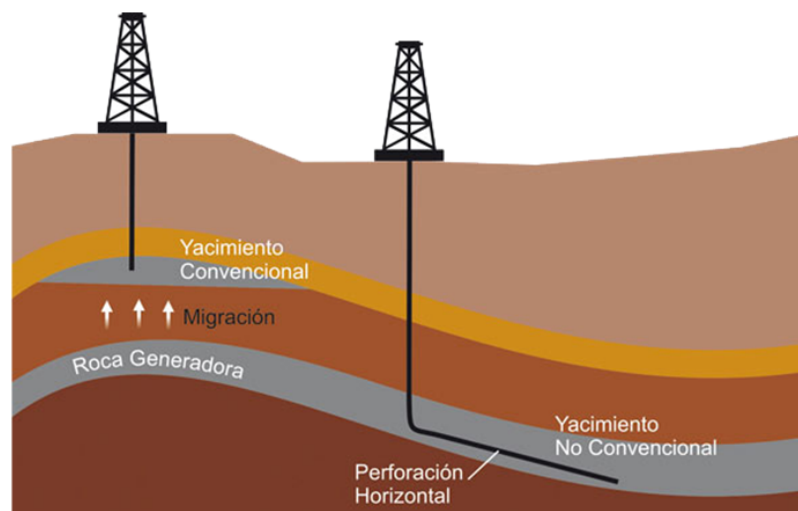
Los yacimientos convencionales pueden ser desarrollados con pozos verticales y no necesitan grandes tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico. Si se usara un tratamiento de fracturamiento hidráulico para un pozo convencional, este sería de menos de 10 ft de longitud de fractura, con un costo de menos del

---

<sup>c</sup> Ibid., p.82.

10% del costo total del pozo<sup>d</sup>. El uso de pozos horizontales en yacimientos convencionales podría mejorar significativamente el comportamiento si el yacimiento es naturalmente fracturado, es delgado, o tiene características importantes de gravedad, tal como un contacto gas-aceite o agua-hidrocarburo. Para el caso de los yacimientos no convencionales, estos requieren pozos horizontales largos (3,000-10,000 ft) con docenas de etapas de fracturamiento hidráulico para una producción comercial (Figura 1), donde la proximidad de las etapas de fractura resulta en interferencia de esfuerzos y algún grado de mejoramiento en la matriz de permeabilidad agregada. Esto se debe a múltiples mecanismos que pueden incluir el deslizamiento de las fracturas sometidas a esfuerzos críticos, el movimiento a lo largo de las fallas de deslizamiento lento y la compleja geometría de fractura hidráulica<sup>e</sup>.

Figura 1. Extracción de hidrocarburos convencionales y no convencionales.



Adaptada de IAPG (2017).

<sup>d</sup> ADDIS, T.; AHMED, U.; AKKUTLU, I.; BOUZIAT, A.; BRATOVICH, M. & BURTON, W. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. Baker Hughes, CRC Press, 2016. 862p. ISBN 978-1-4987-5940-3.

<sup>e</sup> Ibid., p.56.

De acuerdo con *US Geological Survey* (USGS report), la producción de yacimientos no convencionales existe en acumulaciones geográficamente extensas<sup>f</sup>. Los depósitos de yacimientos no convencionales generalmente carecen de contactos agua/hidrocarburos bien definidos y la metodología de evaluación y las prácticas de producción varían de las utilizadas para yacimientos convencionales, debido a los diferentes tipos de petróleo no convencional que incluyen: Gas profundo (*deep gas*), aceite pesado y/o bitumen natural, gas de esquisto (*shale gas*), aceite de esquisto (*shale oil*), hidratos de gas y metano de carbón (*coalbed methane*)<sup>g</sup>.

La Figura 2 ilustra el principio del triángulo de los recursos, un concepto utilizado por Masters (1979) como un método para encontrar grandes campos de gas en la década de los setenta. En el triángulo, el gas convencional está localizado en la parte superior con mejores características y calidad del yacimiento, está asociado con tecnología convencional y facilidad de desarrollo, pero existe en pequeños volúmenes (Holditch, 2006). Hacia la base del triángulo, se encuentran *tight gas* y *coalbed methane* (CBM), *shale gas* e hidratos de gas<sup>h</sup>. La progresión hacia la parte inferior del triángulo está asociada con la disminución de la permeabilidad y la calidad del yacimiento, la tecnología necesaria para su desarrollo aumenta, debido a que son mucho más complejos y la dificultad de desarrollo también incrementa; sin embargo, grandes volúmenes de estos recursos pueden ser encontrados.

Una FN se define como una discontinuidad planar que resulta de los esfuerzos que exceden la resistencia de la roca o, de manera similar una FN es una discontinuidad planar macroscópica que ocurre naturalmente debido a la deformación o diagénesis (Nelson, 1985). De modo que, un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento que contiene fracturas creadas por la madre naturaleza (Aguilera, 1995). Estas fracturas pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo de fluidos. Por ejemplo, fracturas abiertas sin cementar o parcialmente mineralizadas, tienen un

---

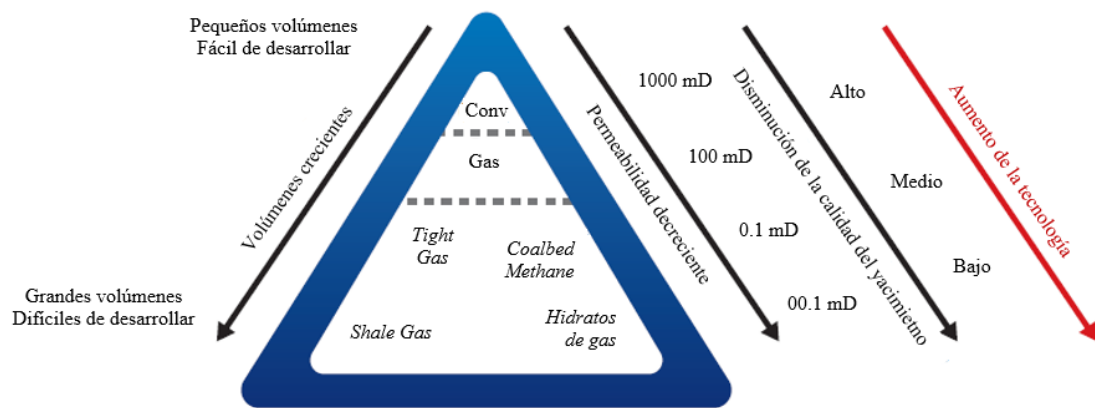
<sup>f</sup> Ibid., p.56.

<sup>g</sup> Ibid., p.56.

<sup>h</sup> Ibid., p.61.

efecto positivo en el flujo de aceite, pero un efecto negativo en el flujo de agua o gas debido a los efectos de conificación. En el caso de fracturas naturales totalmente mineralizadas podrían crear barreras de permeabilidad para todo tipo de flujo, lo que a su vez podría generar pequeños compartimientos dentro del yacimiento que pueden llevar a recuperaciones no económicas o marginales.

Figura 2. Triángulo de recursos no convencionales: El concepto del triángulo de recursos aplica a cada cuenca productora de hidrocarburos en el mundo.



Adaptada de Holditch (2006).

Aguilera (1995) también afirma que todos los yacimientos contienen una cierta cantidad de fracturas naturales; sin embargo, desde un punto de vista geológico y de ingeniería de yacimientos se consideran yacimientos naturalmente fracturados solo aquellos donde las fracturas tienen un efecto, positivo o negativo, en el flujo de fluidos como sugiere Nelson (1985). Aunque el fracturamiento hidráulico ha sido usado exitosamente en aplicaciones comerciales para yacimientos convencionales desde 1949, aún existe falta de comprensión de los efectos de dicha técnica de estimulación en yacimientos no convencionales de muy baja permeabilidad (Damjanac & Cundall, 2016).

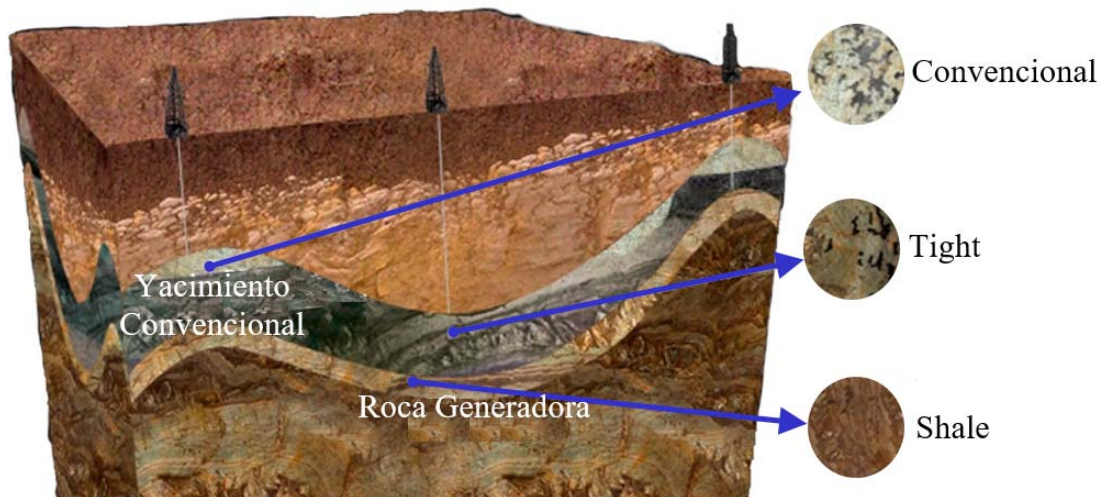


Las formaciones compactas e impermeables, que en inglés reciben el nombre genérico de *shale* y que para los geólogos son esquistos o lutitas, dependiendo de su composición, han sido los lugares en donde el petróleo y el gas se formaron (Figura 3); razón por la cual reciben el nombre de roca generadora o roca madre, fisurada por procesos fisicoquímicos naturales dando origen a las FN en el medio (IAPG, 2017). En algunos casos, por esas fisuras, una parte de los hidrocarburos migró en dirección hacia la superficie (algunos llegaron, otros quedaron atrapados en lo que se conoce como “trampas” o yacimientos convencionales), pero buena parte de los hidrocarburos quedó allí atrapada en la roca generadora almacenando grandes cantidades de fluidos. De acuerdo a la *US Energy Information Administration (EIA)* en el reporte de 2013, 7229 trillones de pies cúbicos (Tcf) de *shale gas* son recursos técnicamente recuperables y 345 billones de barriles (bbl) de *shale oil* existen en el mundo; teniendo en cuenta las formaciones shale más prospectivas en 41 países que demostraron una promesa de plazo relativamente cercana y que tienen una cantidad suficiente de datos geológicos para una evaluación de recursos (Addis *et al.*, 2016). En la Figura 4, las áreas rojas representan las cuencas con formaciones *shale* para las cuales se estiman recursos técnicamente recuperables de gas natural. Las áreas amarillas representan las cuencas que fueron revisadas, pero la estimación de los recursos *shale* no fue documentada debido a la falta de datos para llevar a cabo una evaluación y, las áreas blancas no fueron evaluadas e incluyen omisiones significativas como Arabia Saudita. Usando los datos reportados por la EIA (2013), se construyeron los gráficos de barras de la Figura 5, que muestran los diez países con mayor cantidad de *shale gas* y *shale oil* en el mundo, permitiendo dimensionar los recursos de este tipo de formaciones.

**1.1.1 Colombia.** El norte de América del Sur tiene potencial prospectivo de *shale gas* y *shale oil* dentro de la formación *shale* del cretáceo en tres cuencas principales:

El Valle medio del Magdalena y la cuenca de los Llanos de Colombia, así como, las cuencas de Maracaibo/Catatumbo en Venezuela y Colombia (Figura 6). Gran parte del gas y el petróleo convencional producidos en Colombia y el Oeste de Venezuela son originarios de *shale* cretáceos ricos en nutrientes orgánicos (La Luna, Capacho y Gacheta) y son similares en edad a los *shale plays* Eagle Ford y Niobrara en Estados Unidos (EIA, 2015).

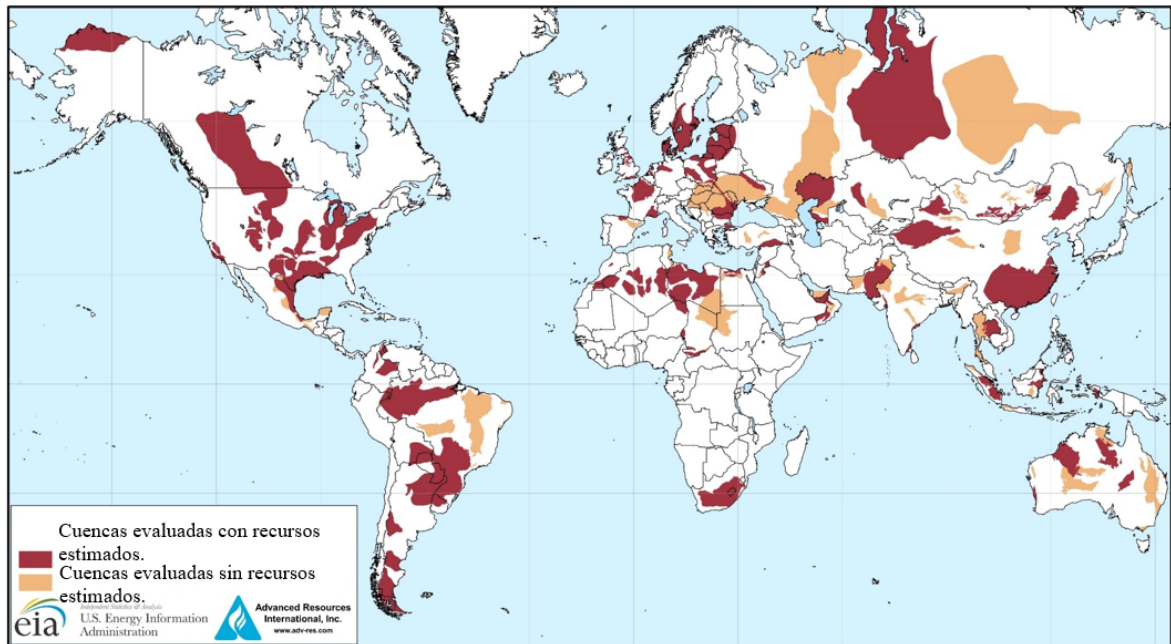
Figura 3. Esquema de un yacimiento convencional y formaciones no convencionales.



Adaptada de YPF (2017).

Según la evaluación actual de la *U.S. Energy Information Administration* (2015), donde se tiene en cuenta una reevaluación de la cuenca de Maracaibo/Catatumbo, mientras se adelantan nuevos estudios en el Valle medio del Magdalena y la cuenca de los Llanos, los recursos técnicamente recuperables de *shale gas* y *shale oil* en el Norte de América del Sur se estiman en aproximadamente 222 Tcf y 20.2 bbl; de los cuales Colombia cuenta con 55 Tcf y 6.8 bbl, mientras que el Oeste de Venezuela tiene 167 Tcf y 13.4 bbl.

Figura 4. Mapa de las cuencas con formaciones *shale oil* y *shale gas* evaluadas a partir de mayo de 2013.



Adaptada de EIA (2013).

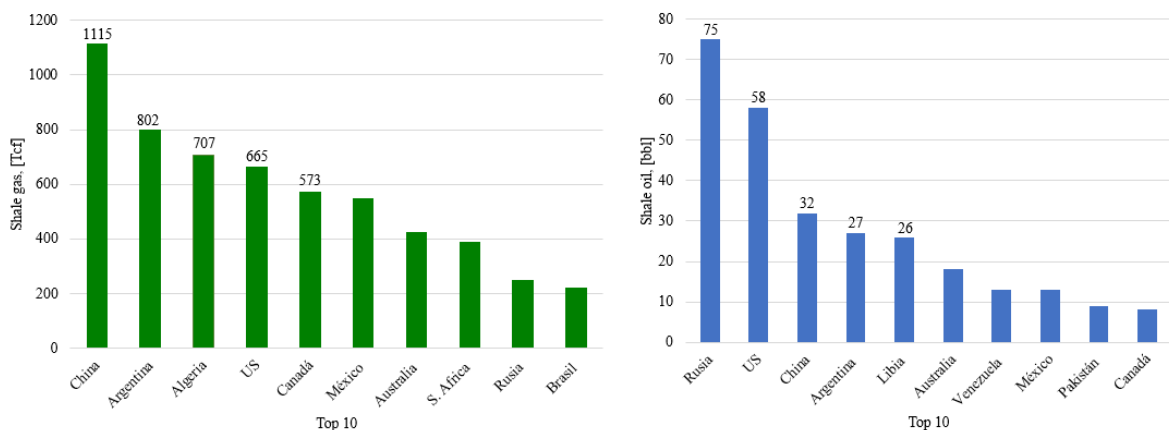
## 1.2 ROL DE LA GEOMECÁNICA EN EL DESARROLLO DE RECURSOS NO CONVENCIONALES

La geomecánica se ocupa de las propiedades mecánicas de las rocas, incluyendo resistencia, propiedades elásticas y plásticas y, deformación de las formaciones bajo la superficie (roca madre, yacimiento o sobrecarga), resultantes de los esfuerzos inducidos y los cambios de presión que acompañan los desarrollos de los campos. Su importancia en el desarrollo de los recursos no convencionales se fundamenta en varias razones técnicas, como la necesidad de generar una red de permeabilidad artificial para drenar las formaciones, que es posible obtener a través

de las fallas por corte y tensión de la formación durante el fracturamiento hidráulico y la deformación por cizallamiento o corte de la red de fracturas naturales<sup>i</sup>.

Además de generar una red de permeabilidad para mejorar los bajos valores geológicos existentes, el estado de esfuerzos controla el lugar de la perforación, la dirección en la cual los laterales son perforados para generar fracturas hidráulicas transversales óptimamente orientadas, las etapas del espaciado de fracturas, el diseño de estimulación de la fractura y cualquier potencial para re-fracturar posteriormente en la vida de desarrollo. La geomecánica también juega un papel fundamental en la evaluación de la presión de poro y el diseño correcto del fluido de perforación, para perforar con éxito y completar el pozo<sup>j</sup>.

Figura 5. Izquierda. *Shale gas* técnicamente recuperable en el mundo, Tcf. Derecha. *Shale oil* técnicamente recuperable en el mundo, bbl.



Tomado de EIA (2013).

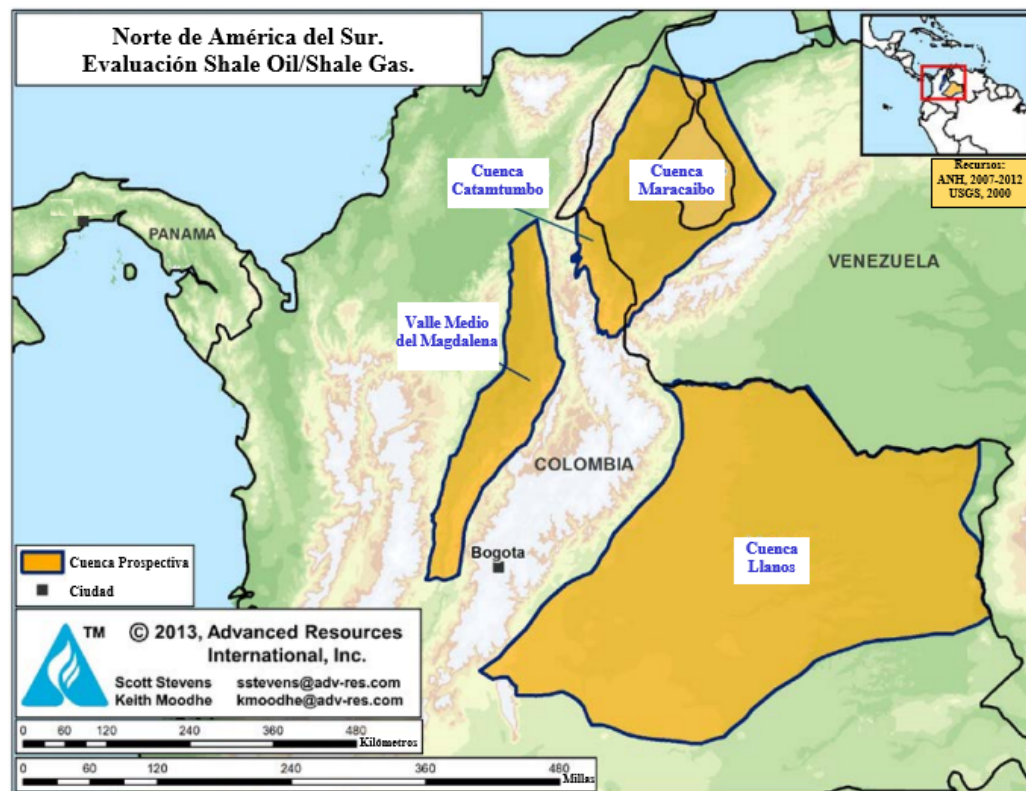
Fundamentalmente, las consideraciones geomecánicas en el diseño de pozos, diseño de fracturamiento hidráulico, contención de las fracturas hidráulicas,

<sup>i</sup> ADDIS, T.; AHMED, U.; AKKUTLU, I.; BOUZIAT, A.; BRATOVICH, M. & BURTON, W. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. Baker Hughes, CRC Press, 2016. 862p. ISBN 978-1-4987-5940-3.

<sup>j</sup> Ibid., p.278.

interacción con las fracturas naturales y la generación de un volumen de yacimiento estimulado, se han convertido en aspectos de vital importancia para el desarrollo de los recursos no convencionales<sup>k</sup>. El trabajo detallado a continuación, evaluará la relación de las FH y las FN del medio y su influencia en la red de fractura final.

Figura 6. Cuencas shale prospectivas del norte de América del Sur.



Adaptada de EIA, 2015.

<sup>k</sup> Ibid., p.278.

### 1.3 FRACTURA DE LA ROCA

El gas no convencional incluye principalmente *shale gas*, *tight gas* y gas asociado a mantos de carbón. Su atributo común es que la permeabilidad de la matriz es muy baja y la misma ha sido mejorada mediante fracturas artificiales o naturales. Sin embargo, las diferencias entre ellas son también significativas. El espesor de shale efectivo para la producción de gas debe ser de más de 49 ft, mientras la altura del manto de carbón oscila generalmente entre 2-16 ft; como las vetas de carbón son muy fracturadas y delgadas, el fracturamiento hidráulico en este tipo de formaciones necesita ser diseñado y controlado de una forma más precisa. Además, el módulo de Young del carbón es más pequeño que el del shale y la arenisca apretada (*tight sandstone*), la permeabilidad del carbón es más sensitiva a esfuerzos y el *leakoff* en carbones puede ser más severo, lo cual puede afectar significativamente los resultados del fracturamiento hidráulico (Li *et al.*, 2015). Debido a la complejidad de los yacimientos no convencionales es un reto predecir el inicio y la propagación de las fracturas hidráulicas (Hagstrom & Adams, 2012). Por ejemplo, el complejo estado de los esfuerzos in-situ y la distribución de diferentes atributos en la roca, los cuales pueden cambiar el perfil de las FH (Gu *et al.*, 2008); la existencia de interfaces preexistentes arbitrarias puede diversificar o detener la FH; el efecto de la temperatura; la pérdida de fluido y el transporte de propante; la competencia entre FH y, su recesión y cierre. Por lo tanto, es crucial explorar cómo el proceso de fracturamiento hidráulico se efectúa en configuraciones geológicas complejas (Li *et al.*, 2015).

El inicio y la propagación de las fracturas hidráulicas son principalmente controladas por el campo de esfuerzos *in situ*, la resistencia de la roca (nivel de esfuerzo necesario para inducir falla) y la presión de poro<sup>1</sup>. La temperatura, las propiedades elásticas, la química del fluido de los poros y la tasa de inyección también tienen

---

<sup>1</sup> HEALY, Dave. Hydraulic Fracturing or "Fracking": A Short Summary of Current Knowledge and Potential Environmental Impacts. En Science, Technology, Research & Innovation for the Environment Programme, 2012.

influencia. Las fracturas generadas en la roca pueden ser clasificadas como fracturas de tensión, corte o híbridas (una mezcla de tensión y corte). Si el desplazamiento dominante de la pared rocosa o dentro de la fractura es perpendicular a la superficie de la fractura, entonces la fractura se considera de tensión; estas son las deseadas para tratamientos de fracturamiento hidráulico exitosos. Cuando la presión de poro en la roca excede la suma de los esfuerzos que actúan en una dirección perpendicular a la pared de la fractura y la resistencia tensil de la roca, entonces se forman nuevas fracturas por tensión. La formación o reactivación de las fracturas de corte dependen del esfuerzo de corte, el esfuerzo normal, la presión del fluido y el coeficiente de fricción para un tipo de roca específica<sup>m</sup>.

Algunos yacimientos exhiben un comportamiento más complejo que otros, debido a la aparente interacción entre una fractura hidráulica y una fractura natural preexistente (Taheri *et al.*, 2014). Cuando se desarrollan diseños para fracturas hidráulicas convencionales, este se basa en la suposición de que la roca es homogénea y la fractura se propaga simétricamente en un plano perpendicular al esfuerzo mínimo; en yacimientos naturalmente fracturados debido a la interacción con fracturas naturales, las FH pueden propagarse asimétricamente o en múltiples ramas o segmentos, generando una red de fracturas complejas en el sistema (Potluri *et al.*, 2005) y aumentando la probabilidad de intersección entre una FH y una FN.

Esta intersección es función de la orientación de cada fractura. Si la dirección entre la FH y FN es paralela, su interacción es menos probable, pero puede darse interrelación con cuerpos cercanos, es decir, las fracturas naturales pueden ser reactivadas por estar dentro de la zona del proceso (región de esfuerzos alterada) alrededor de la punta de la fractura o grieta. Si las fracturas naturales son ortogonales a la dirección de la FH, esta última probablemente cruzará un gran

---

<sup>m</sup> Ibid., p.8.

número de FN a medida que se propaga a través del yacimiento, generando un sin número de geometrías y aumentando su complejidad (Olson & Dahi, 2010).

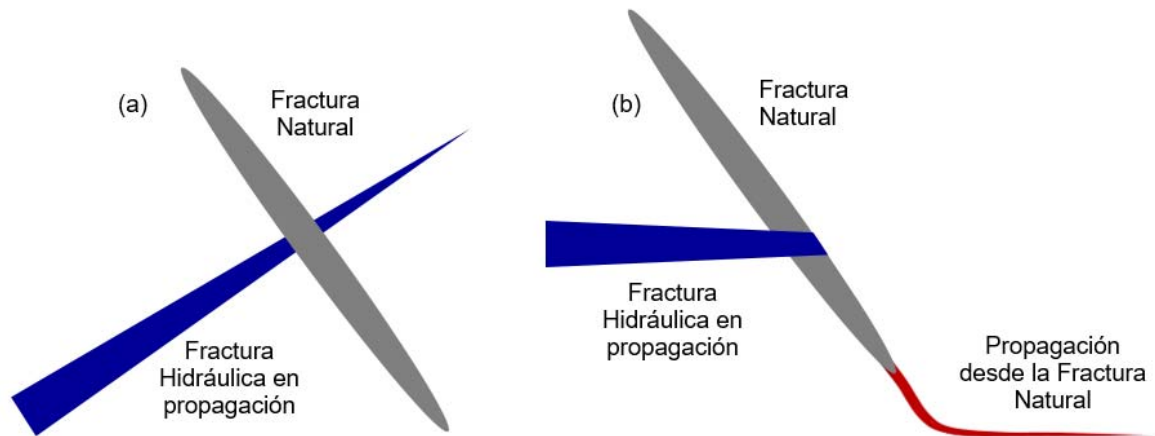
Investigaciones experimentales (Zhou & Xue, 2011; Blanton, 1982 ; Daneshy, 1974; Lamont & Jessen, 1963) han mostrado que la fractura en propagación cruza la FN, se queda en ella, o en algunos casos, se queda en la FN por una pequeña distancia y rompe de nuevo para propagarse en una dirección más favorable mecánicamente, dependiendo principalmente de la dirección relativa de la fractura natural con el campo de esfuerzos. La Figura 7 representa dos tipos de fenómenos que no pueden darse de manera simultánea y obedecen a una FH en propagación que cruza una FN sin menor oposición (a) y una FH en propagación que se desvía dentro de una FN y continua su camino a través de ella (b).

Diversos estudios de laboratorio sugieren (Cheng *et al*, 2015; Beugelsdijk *et al*, 2000; Warpinski, 1991; Warpinski & Teufel , 1987) que las fracturas hidráulicas tienden a cruzar las fracturas existentes cuando existe alto diferencial de esfuerzos y un ángulo de aproximación grande, direccionando la propagación de la fractura inducida perpendicular a la FN. De esta manera, un esquema básico FH-FN está definido por un ángulo de interacción ( $\Theta$ ) y el esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_{hmax}$ ) y mínimo ( $\sigma_{hmin}$ ), como se observa en la Figura 8.

A bajos ángulos de aproximación y bajo diferencial de esfuerzos, la fractura natural se abre, desviando el fluido de fracturamiento y previniendo una fractura inducida que cruce, al menos temporalmente. Algunas investigaciones de campo realizadas en formaciones naturalmente fracturadas (Rodgers, 2000; Britt & Hager , 1994) revelan que los efectos de las fracturas naturales en la propagación de la fractura hidráulica podrían verse reflejados en pérdidas de fluido fracturante (*leakoff*), prematuro *screen out*, detención de la propagación de fractura, formación de múltiples fracturas y presiones netas altas; incrementando drásticamente la complejidad de los YNF y disminuyendo el éxito de la operación de fracturamiento hidráulico.



Figura 7. Intersección entre una FH y una FN.



Adaptada de Guo et al. (2015).

## 1.4 VARIABLES INFLUYENTES

Las redes de fracturas hidráulicas han llegado a ser más evidentes en yacimientos *shale* como resultado de la interacción entre FN preexistentes y FH. La caracterización adecuada de la complejidad de la fractura juega un rol importante en la optimización del diseño de fracturamiento, especialmente para yacimientos *shale* con una alta densidad de FN<sup>n</sup>. Las FN con ángulos pequeños relacionados con la FH tienen más probabilidades de controlar la dirección de propagación de la fractura, mientras los patrones de FN con fracturas más largas tienden a aumentar la probabilidad de dominar la trayectoria de la fractura preferencial<sup>o</sup>. De modo que para predecir el efecto de las FN en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, dos aspectos deben priorizarse: Las propiedades mecánicas de las FN y su distribución espacial. El primer aspecto controla de dirección de propagación de la

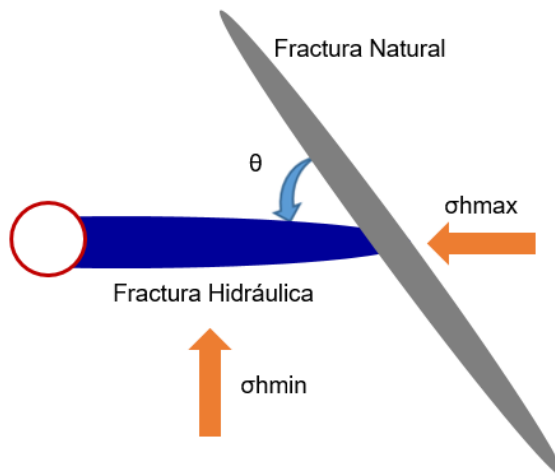
---

<sup>n</sup> WU, H. & OLSON, J. Numerical Investigation of Complex Hydraulic-Fracture Development in Naturally Fractured Reservoirs. En SPE Production & Operations, SPE 173326, 2016.

<sup>o</sup> Ibid., p.2.

FH cuando intercepta una FN y el segundo, contribuye a la complejidad de la geometría de fractura<sup>P</sup>.

Figura 8. Esquema general de la intersección FH-FN.



Adaptada de Potluri *et al.* (2005).

**1.4.1 Espaciamiento del cluster de perforación.** Afecta la producción de aceite y gas de dos maneras: La interferencia de presión y la interacción entre múltiples fracturas (*stress shadow effect*) (Yu et al., 2014). El trabajo presentado por Wu & Olson (2016) se enfoca únicamente en el estudio de la interacción de fracturas y será descrito a continuación.

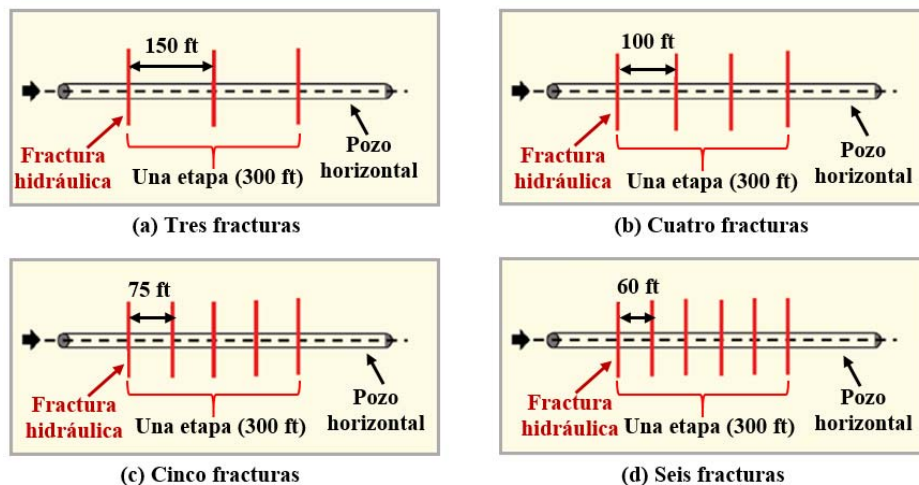
Trabajos previos como el realizado por Wu & Olson (2013) sugieren que cuando las fracturas tienen un espaciamiento igual o menor que su altura, el ancho de la fractura será obstaculizado en el interior de las fracturas de una etapa multi-*cluster*. El caso del espacio más amplio en la Figura 9a debería ser considerado un caso de

---

<sup>P</sup> Ibid., p.2.

interacción moderado y el caso de seis fracturas como uno fuerte o intenso (Figura 9d). Con la disminución del espaciado del *cluster*, la variabilidad del crecimiento entre las fracturas de una etapa dada incrementa. En el caso de interacción fuerte, las fracturas exteriores tienen longitudes efectivas más largas que las fracturas interiores, de modo que cuanto mayor sea el número de fracturas, más desigual es la distribución de la longitud de las fracturas (Figura 10).

Figura 9. Cuatro casos de fracturas iniciales múltiples con diferente espaciado del *cluster* de perforación en una etapa.



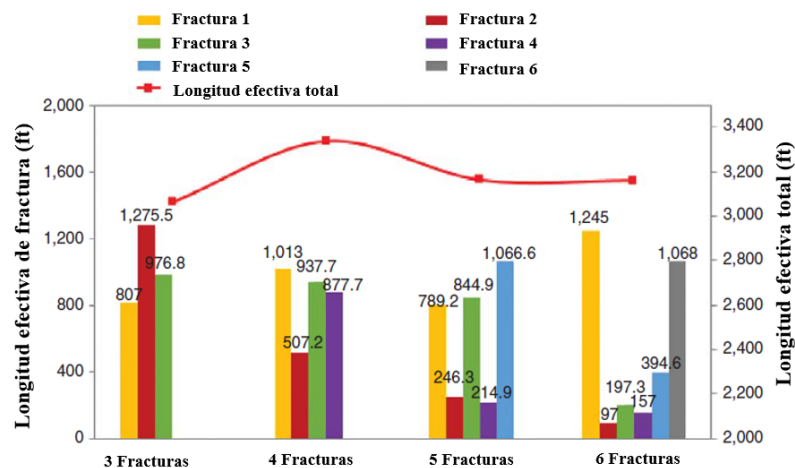
Adaptada de Wu & Olson (2016).

Los resultados también muestran que incrementar el número de clusters de perforación en una etapa de longitud fija no resulta necesariamente en un incremento de la longitud de fractura total. Para los casos estudiados, la longitud total máxima de fractura fue para el caso de cuatro fracturas. La mayor penetración desde el pozo, sin embargo, fue alcanzada por el caso de menor espaciado, el cual tiene la interacción mecánica más fuerte. Solo dos de las seis fracturas crecieron, permitiendo penetrar más lejos del pozo. Además, las geometrías de la

fractura para los cuatro casos no fueron simétricas debido a la heterogeneidad de la distribución de FN (Figura 11).

Si no existieran FN, la fractura de la mitad en el arreglo de tres fracturas (Figura 9a) sería la más corta. Sin embargo, debido a las FN, las alas de las fracturas de los dos lados se interceptan con la del medio y detienen su crecimiento (Figura 11a). Consecuentemente, la fractura del medio obtiene más fluido y se propaga a una mayor distancia.

Figura 10. Distribución de la longitud efectiva de fractura y la longitud efectiva total para cuatro casos con diferente espaciamento entre *clusters* de perforación.



Adaptado de Wu & Olson (2016).

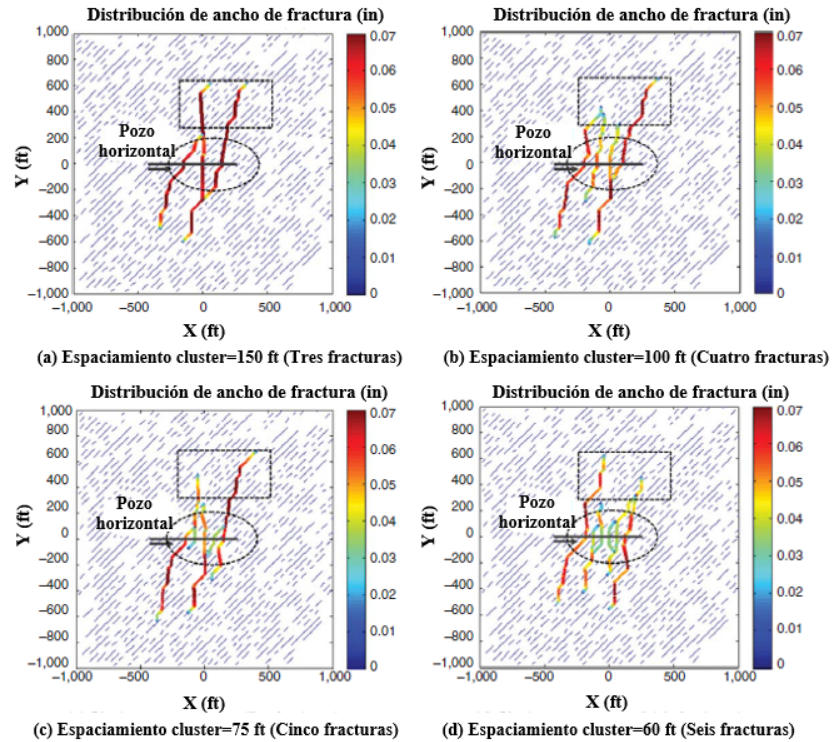
Los perfiles de ancho de fractura mostrados en la Figura 11 ilustran que cerca al pozo (región elíptica), el área de contacto total de la superficie de fractura para los casos con espaciamento pequeño (e.g, el caso con seis fracturas) es mucho mayor que para los casos con grandes espaciamentos (e.g, el caso de tres fracturas). Lejos del pozo (región rectangular), en los casos con espaciamento de *clusters* pequeño la superficie de área de contacto disminuye al igual que el ancho. Esto

podría implicar que un pozo horizontal con espaciamento de *cluster* pequeño podría tener altas tasas de producción en la etapa inicial, pero declinar rápidamente después (Khan, 2013). Es importante resaltar que, para el desarrollo del modelo conceptual planteado, no se tiene contemplado el estudio de la afectación del espaciamento entre *clusters* de perforación pues se evaluará la interacción de una FH con una FN; sin embargo, debe destacarse su gran impacto y nivel de afectación debido a la presencia de FN.

**1.4.2 Diferencial de esfuerzos.** La Figura 12 muestra el comportamiento de la presión de inyección neta en el pozo con el tiempo e ilustra que la presión neta aumenta con el incremento del diferencial de esfuerzos (DS). Además, las presiones netas registradas exhiben magnitudes de cambios de presión en la intersección con FN, destacando que la presión neta podría ser capaz de ayudar en la caracterización de la geometría de fractura compleja.

El análisis para la longitud de fractura total y longitud efectiva puede ser observado en la Figura 13 donde el crecimiento de la fractura es suprimido por un alto diferencial de esfuerzos cuando las FH se desvían a lo largo de las FN para los diferentes diferenciales de esfuerzos.

Figura 11. Perfiles del ancho de las redes de fractura al final de la inyección para cuatro casos con diferente espaciamiento de los *clusters* de perforación, las líneas azules representan las FN y las líneas con diferentes colores representan la distribución del ancho de FH.

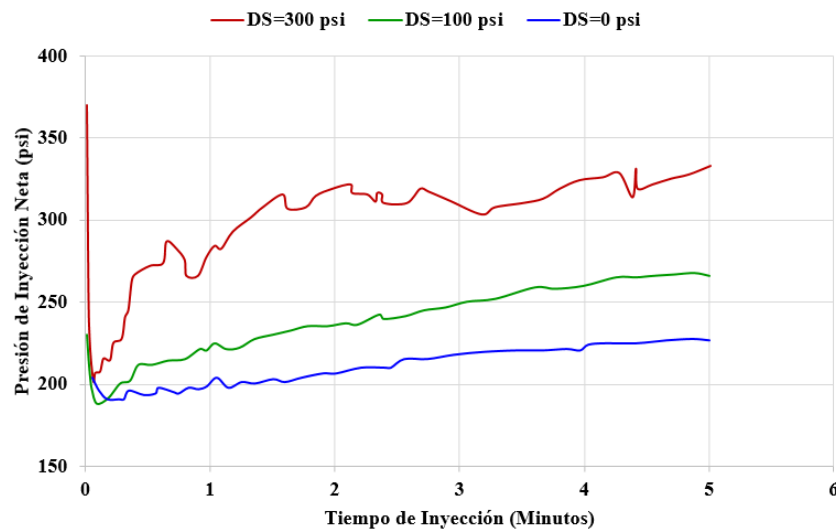


Adaptado de Wu & Olson (2016).

Las fracturas que se propagan en un yacimiento con un alto DS tienen una penetración somera del yacimiento y una apertura de fractura amplia (Figura 14) debido a que la propagación de la fractura se hace más lenta cuando intercepta con FN en la formación con alto diferencial de esfuerzos. Bajo una condición de esfuerzos isotrópico, las FH tienen la tendencia de continuar creciendo a lo largo de la dirección de las FN después de romperlas (punta de la FN) y tienen un cambio muy pequeño para crecer en su dirección original. Bajo condiciones de esfuerzos anisotrópicos, el cambio en la dirección original de crecimiento aumenta y depende

de la magnitud del DS; de modo que la complejidad de la geometría de la fractura es mitigada por un alto diferencial de esfuerzos (Wu & Olson, 2016).

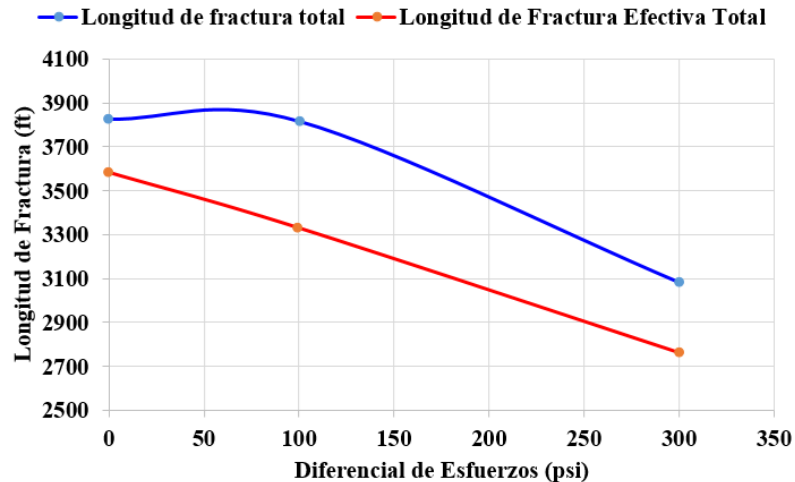
Figura 12. Variaciones de la presión de inyección neta en el “heel” del pozo horizontal para tres casos con diferentes diferenciales de esfuerzos. DS denota diferencial de esfuerzos.



Adaptada de Wu & Olson (2016).

El análisis de la afectación que provoca la anisotropía de esfuerzos también ha sido trabajado por Zeng & Yao (2016) obteniendo como resultado que la geometría de fracturas es mucho más compleja para baja anisotropía de esfuerzos que para valores altos.

Figura 13. Longitud efectiva y total de la fractura de cuatro fracturas para tres casos con diferentes diferenciales de esfuerzos.



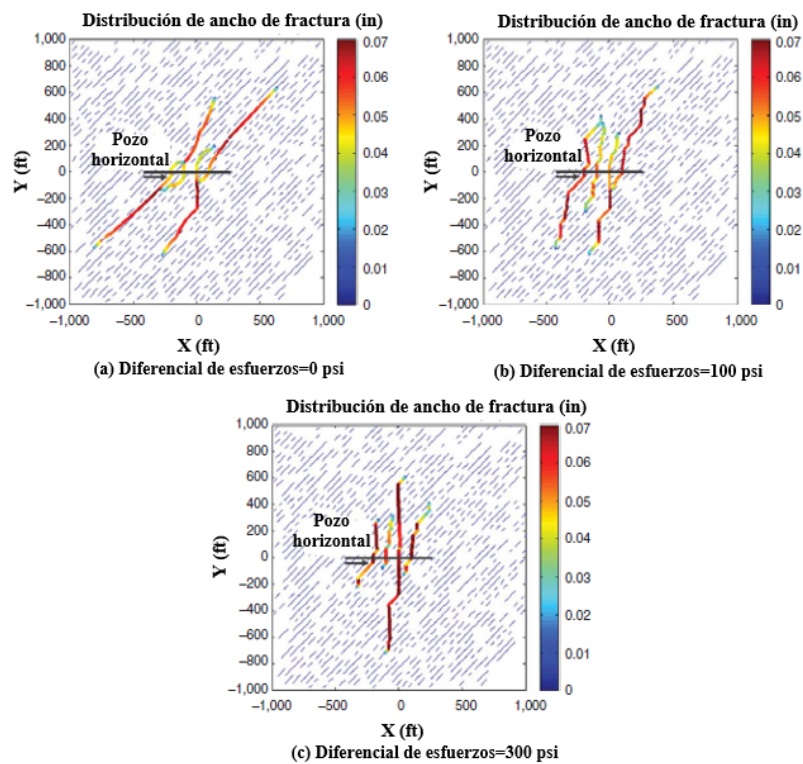
Adaptado de Wu & Olson (2016).

**1.4.3 Esfuerzos in-situ.** La condición de esfuerzos en la formación es un factor dominante en la creación de FH siendo capaz de controlar su propagación (Denney, 2010). Warpinski & Teufel (1987) a través de estudios realizados en campo demuestran que los esfuerzos in-situ son el factor primordial que influencia la propagación de la fractura cuando esta está en una región de esfuerzos alta comparada con las interfaces, módulos, cambios de resistencia y gradientes de presión del fluido. La condición de esfuerzos cerca al pozo puede controlar el inicio y propagación de la FH y el tamaño de la FH y el fluido inyectado puede cambiar también el campo de esfuerzos en el yacimiento (Li *et al.*, 2015). La diferencia con el campo lejano de esfuerzos principales puede alterar la dirección de las FH y determinar si hay una fractura principal o hay algunas fracturas secundarias, así como la forma de la fractura que también se ha visto limitada (Cipolla *et al.*, 2010). Abass *et al.* (2009) señaló que el campo de esfuerzos cerca al pozo puede controlar



el fracturamiento hidráulico en su etapa inicial y una vez la fractura se extiende en el campo de esfuerzos original, su propagación será controlada por este. Por lo cual, el pozo debe ser perforado de manera que cree fracturas perpendiculares, angularmente o longitudinalmente, como se muestra en la Figura 15.

Figura 14. Perfil del ancho de la red de fracturas al final de la inyección para tres casos con diferentes DS.

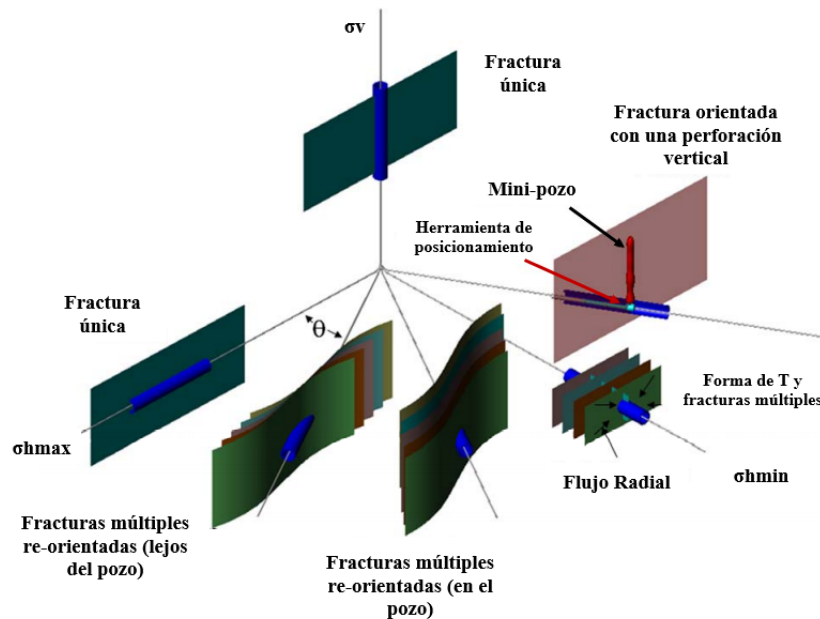


Adaptado de Wu & Olson (2016).

La diferencia de esfuerzos no solo influye en la dirección de las FH, sino también en la cantidad. Zhou *et al.* (2010) encontró que, dentro del ámbito de una diferencia alta de esfuerzo horizontal, la FH es una fractura dominante con múltiples ramas al azar, mientras con una diferencia de esfuerzos horizontal baja la FH es

particularmente vertical y planar con ramificaciones. Sin embargo, ellos relacionaron el perfil de presión a las condiciones de la red natural. Por ejemplo, una alta frecuencia de fluctuación de presión durante la propagación de la fractura podría significar la existencia de pequeñas FN mientras a bajos cambios de presión podría significar la existencia de FN como una red fuerte.

Figura 15. Geometría de fractura con diferentes orientaciones de pozo con respecto al campo de esfuerzos.



Adaptado de Abass *et al.* (2009).

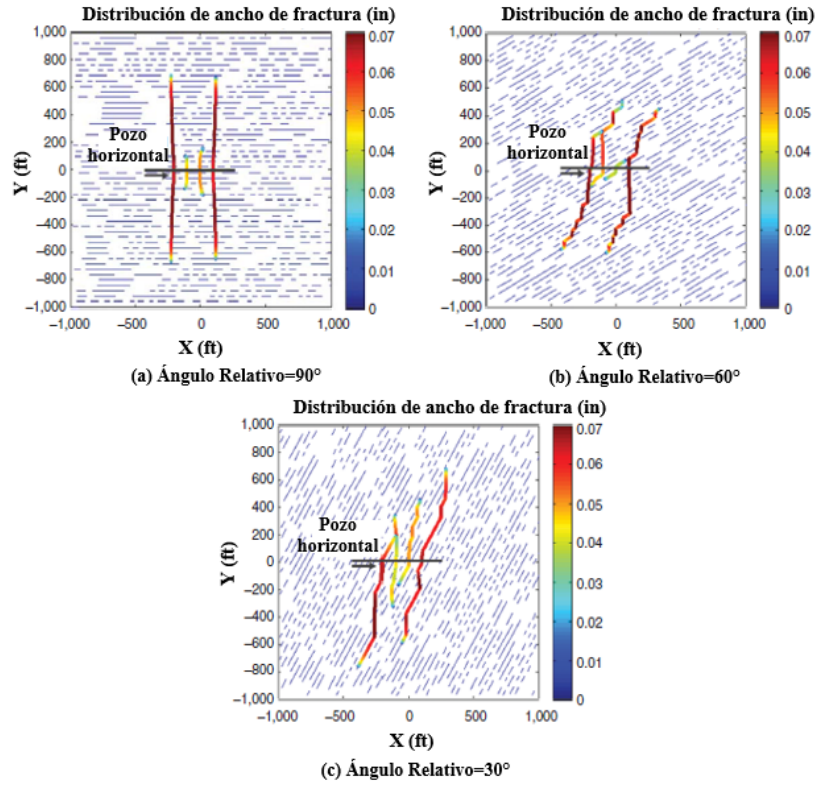
Rabba (1989) encontró que debido a que el campo de esfuerzos cambia después de que la fractura es creada, las fracturas posteriores se verían afectadas por el nuevo campo de esfuerzos y no serían paralelas a la primera fractura. Además, el campo de esfuerzos junto con otros factores, tales como viscosidad del fluido y tasa de flujo, pueden afectar el proceso de fracturamiento hidráulico.

Diferentes experimentos en pozos horizontales (Abass *et al.*, 1996) muestran que el fracturamiento hidráulico es influenciado significativamente por el ángulo de desviación de la dirección del esfuerzo horizontal máximo; de forma que, la presión de inicio está relacionada con el ángulo de desviación, si el ángulo no es  $0^\circ$ , las fisuras son reorientadas en la dirección perpendicular al esfuerzo in-situ mínimo, durante lo cual la falla por corte ocurriría, pero inmediatamente seguiría una falla por tensión; si el ángulo es  $45^\circ$ , sucederían fracturas paralelas múltiples, lo cual podría causar *screenouts* y presiones de tratamiento altas; además, las fisuras de forma T podrían ser generadas debido a la cercanía del pozo al campo de esfuerzos si el esfuerzo de sobrecarga es el más alto entre los tres esfuerzos principales (Figura 15).

**1.4.4. Patrones de las fracturas naturales.** Los patrones FN con diferentes orientaciones, espaciamientos y longitudes pueden impactar significativamente la geometría de la fractura. Wu & Olson (2016) realizaron estudios de sensibilidad para examinar el efecto de diferentes orientaciones de patrones FN para cuatro FH (Figura 16). Los ángulos relativos entre FN y FH son  $90^\circ$ ,  $60^\circ$  y  $30^\circ$ .

Las FH tienden a cruzar las FN cuando el ángulo relativo entre FH y FN es  $90^\circ$ , como se muestra en la Figura 16a. Las FN con ángulos relativos grandes a las FH tienen menos probabilidad de alterar la trayectoria de propagación de las FH porque las FH tienen una gran posibilidad de cruzar las FN. A medida que el ángulo relativo disminuye, la probabilidad de que FH crucen FN se hace más baja, lo cual implica que más FN son abiertas. Las Figuras 16b y 16c muestran geometrías de fractura más complejas resultado de la desviación en las FN.

Figura 16. Perfil del ancho de la red de fracturas al final del bombeo para tres casos con diferentes ángulos relativos entre FH y FN.



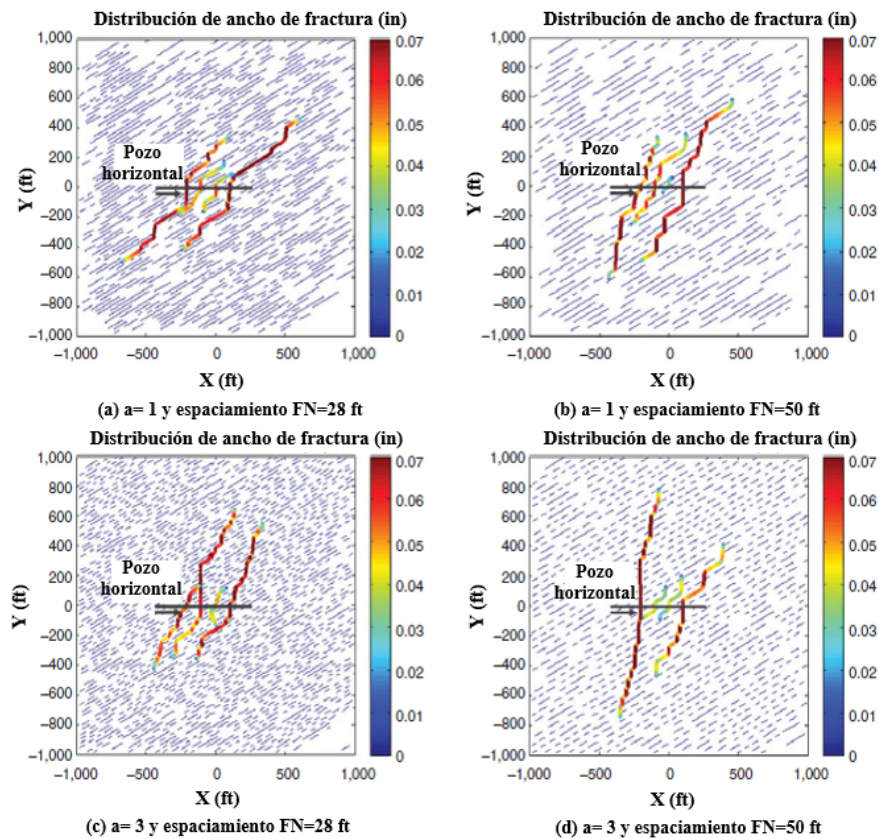
Adaptado de Wu & Olson (2016).

Los resultados (Figura 17) de los patrones FN con diferentes longitudes FN y espaciamiento muestran una progresión en los patrones FH desde un patrón con una tendencia de fractura preferencial en la dirección de las FN (Figura 17a) a un patrón con fracturas que pasan aproximadamente a través de su dirección original (Figura 17d).

La letra “a” en la Figura 17 es un indicativo de la longitud de las FN presentes en el medio. El rango de “a” es de uno a tres sobre la base de observaciones geológicas de diferentes afloramientos. Las fracturas más largas pueden ser generadas con  $a=1$  que con  $a=3$  como se muestra en la Figura 17. La disminución del exponente

“a” tiende a aumentar la probabilidad de crear una larga longitud desviada a lo largo de las FN, lo que aumenta la posibilidad de controlar la trayectoria de FH. Comparando las Figuras 17a y 17c, es claro que la tendencia preferencial de la trayectoria total de la fractura es diferente, aunque la dirección de las FN es 45° para ambos casos. La tendencia de la fractura preferencial en el caso (a) con  $a=1$  es casi paralela a las FN. El incremento del exponente “a” causa numerosas FN con longitud corta, lo cual aumenta las variaciones del ancho y orientación a lo largo de las fracturas, como se muestra en las Figuras 17c y 17d.

Figura 17. Perfil del ancho de la red de fracturas al final de la inyección para cuatro casos con diferentes patrones FN.



Adaptado de Wu & Olson (2016).

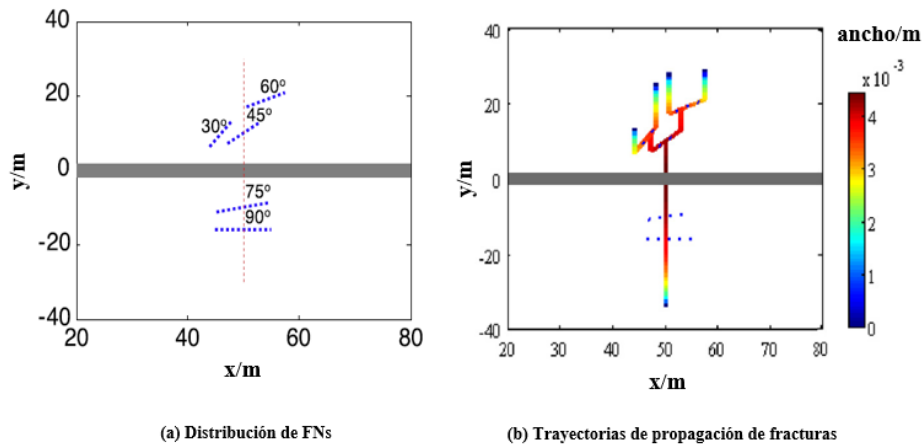
En cuanto al espaciamiento entre FN, Wu & Olson (2016) identifican que también tiene una gran influencia en la geometría de la fractura. La disminución en el espaciamiento FN ocasionaría más FN encontradas y activadas por FH, lo que podría desencadenar mayor cantidad de actividades microsismicas.

**1.4.5. Ángulo de interacción.** Zeng & Yao (2016) presentan un claro ejemplo de la influencia del ángulo de interacción en la intersección de una FH con FN, en su investigación ubican cinco FN como se observa en la Figura 18a (la línea gris representa el pozo horizontal), donde los ángulos entre esas fracturas y la dirección del eje Y son 30°, 45°, 60°, 75° y 90°. Los esfuerzos principales son 5 Mpa (725.19 psi) y 7 Mpa (1015.26 psi) y, la fractura hidráulica inicia en la dirección del eje Y, de manera que los ángulos de intersección entre FH y FN son 30°, 45°, 60°, 75° y 90°. Las direcciones de propagación de las fracturas con un tiempo de inyección de 10 minutos son mostrados en la Figura 18b. De manera que la FH se propaga a través de las FN con ángulos de intersección de 75° y 90°, mientras se desvía dentro de las FN con ángulos de 30°, 45° y 60°. Como resultado, la geometría de las fracturas sobre el pozo horizontal es más compleja que la presentada bajo este.

**1.4.6. Coeficiente de fricción de la fractura natural.** La FN es propensa a cizallamiento con coeficientes de fricción pequeños (Zeng & Yao, 2016). Para analizar su efecto consideraremos cinco fracturas ubicadas según la Figura 19a, donde los esfuerzos principales son 5 Mpa (725.19 psi) y 7 Mpa (1015.26 psi), respectivamente. El ángulo de interacción entre las FN y la FH sobre el pozo horizontal es 60° y sus coeficientes de fricción son 0.4, 0.6 y 0.8 respectivamente. El ángulo debajo del pozo horizontal es 75° y sus coeficientes de fricción son 0.4 y 0.6, respectivamente. En términos de las FN sobre el pozo horizontal, la FH se

propaga a través de la FN con un coeficiente de fricción de 0.8, mientras se desvía dentro de otras FN con coeficientes de fricción más pequeños. En cuanto a la FN bajo el pozo horizontal, la FH se propaga a través de la FN con un coeficiente de fricción de 0.6, mientras se desvía en otra FN con un coeficiente de fricción de 0.4 debido a la anisotropía de esfuerzos.

Figura 18. Perfil del ancho de la red de fracturas al final de la inyección para cuatro casos con diferentes patrones FN.

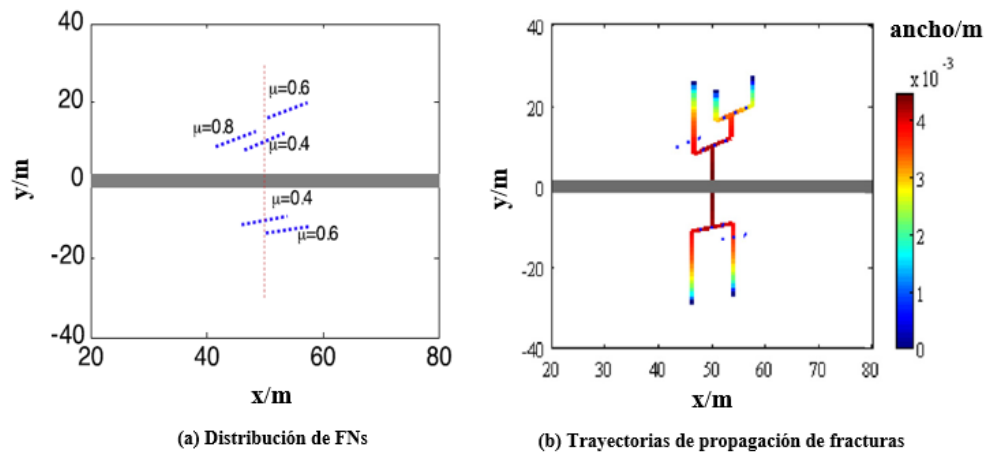


Adaptado de Zeng & Yao (2016).

**1.4.7. Estructuras geológicas complejas.** Las heterogeneidades de las rocas tales como la variación de sus propiedades incluyendo permeabilidad, porosidad y módulo de Young, también tienen un impacto en el fracturamiento hidráulico (Kissinger *et al.*, 2013). Las fluctuaciones de porosidad y permeabilidad promedio pueden ser muy marcadas debido al rango y posición del área seleccionada (Haimson & Klaetsch, 2007). Como se observa en la Figura 20, en la parte delantera de la fractura se encuentran varios granos despegados y micro fisuras; si el esfuerzo

de compactación es suficientemente grande, los granos podrían ser triturados frente a la fractura y, bajo un estado de esfuerzos compresivo, los granos separados y/o triturados podrían re-empaquetarse y disminuir la composición porosa alrededor de la punta de la fractura, lo cual cambiaría la porosidad regional y la permeabilidad, así como la condición de esfuerzos que domina la propagación de la fractura. También la permeabilidad de las fallas podría ser fuertemente afectada por las magnitudes de los esfuerzos in-situ y la orientación (Barton *et al.*, 1995), de manera que, es importante trazar la variación esfuerzo-permeabilidad durante el proceso de fracturamiento hidráulico (Li *et al.*, 2015).

Figura 19. Configuración de fracturas para diferentes coeficientes de fricción de fracturas naturales.



Adaptado de Zeng & Yao (2016).

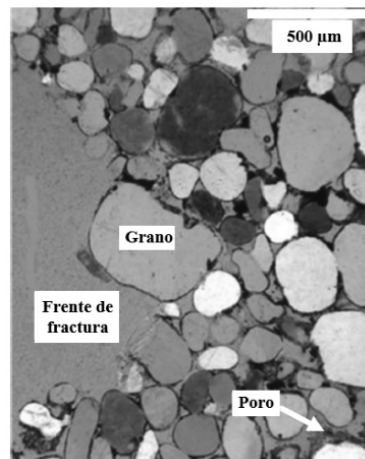
El contraste entre rocas puede también influir en el fracturamiento hidráulico. El material de las capas de la mayoría de las formaciones sedimentarias requiere el estudio de la extensión de FH en rocas heterogéneas (Lamont & Jessen, 1963). Teufel & Clark (1984) encontraron que las propiedades elásticas de cada lado de la



interfaz podrían influir en la propagación del crecimiento vertical al afectar la distribución del estado de esfuerzo horizontal mínimo verticalmente, debido a un aumento en el esfuerzo in-situ horizontal mínimo en las capas límite lo que podría contener el crecimiento vertical de la FH. Para rocas compuestas, los diferentes módulos de Young y el volumen de fluido dentro de la fractura, así como la conductividad y productividad de las capas adyacentes pueden influir en el ancho de la FH si esta crece a través de las interfaces (Smith *et al.*, 2001; Daneshy, 2009).

En campo, las FN podrían abrirse o propagarse debido al proceso de fracturamiento hidráulico (Warpinski *et al.*, 1998) incluso lejos de la FH generada, y la FH podría atravesar un plano de debilidad pre-existente, ser detenida por el plano o crecer a lo largo y al final del mismo, de modo que un pozo desviado frecuentemente produce fracturas no-planares (Abass *et al.*, 1996), reorientación e interacción entre fracturas (Mendelson, 1984).

Figura 20. Frente de fractura a escala de poro en areniscas.



Adaptado de Haimson & Klaetsch (2007).

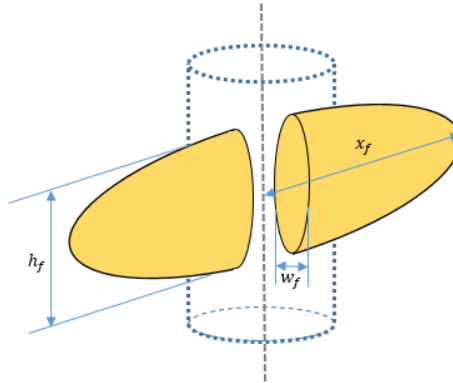
Lamont & Jessen (1963) encontraron que la FH era capaz de extenderse a través de fracturas preexistentes de diferentes anchos y orientaciones, pero también dependía de la dirección del menor esfuerzo compresivo y la ubicación de la fractura preexistente. Además, el ancho de la fractura preexistente no impediría la FH si el flujo de fluido que ha sido inyectado es suficiente. Daneshy (1974) atribuyó el efecto de las fracturas preexistentes (FN) a su influencia en el campo de esfuerzos local. Sus experimentos mostraron que comparativamente pequeñas fracturas, abiertas o cerradas, fueron influenciadas localmente por la FH inducida, y fueron capaces de cambiar su orientación general. También que la FH podría atravesar un gran plano de debilidad preexistente, o ser detenida por el plano, e incluso crecer a lo largo y al final del plano (Li *et al*, 2015). El tamaño de la fractura preexistente no es la única razón que puede afectar el proceso de fracturamiento hidráulico. Blanton (1982) demostró que solo bajo un gran diferencial de esfuerzos y un ángulo de interacción alto la FH inducida cruzaría las FN. En la mayoría de sus pruebas las FH fueron desviadas o detenidas por las FN.

El estado de apertura o cierre de las pequeñas fracturas preexistentes, tales como, fisuras y micro-fisuras es importante para la producción debido a que ellas pueden cambiar las propiedades regionales del yacimiento (Grieser *et al.*, 2007; Cipolla *et al.*, 2009). Gale *et al.* (2007) estudio las FN en Barnett *shale* y encontró que las fracturas abiertas podrían por un lado prevenir la propagación de la FH y por el otro contribuir a la red de flujo que conecta con el pozo. Un grupo de FN frecuentemente caracterizan una alta anisotropía que depende de su relación con las FH, es decir, el desarrollo de las fracturas alrededor de la fractura principal incrementaría la permeabilidad regional, pero también podría permitir un *leakoff* significativo, lo cual limitaría el desarrollo de las FH. Sin embargo, es difícil determinar si esas fracturas están en estado abierto y permanecen como trayectorias de flujo viables (Pursley *et al.*, 2007; Kaufman *et al.*, 2008).

**1.4.8. Otras variables.** Así como la permeabilidad tiene un gran efecto en la producción de una formación sin fracturar, también tiene un impacto similar en la producción después de un tratamiento por fracturamiento hidráulico. Las formaciones con baja permeabilidad requieren estimulación porque estas no poseen la suficiente capacidad para que los fluidos se desplacen a través de ella de manera natural a tasas económicas, así cuentan con cantidades de fluido considerables en sus poros. En este caso, las fracturas son diseñadas para alcanzar grandes longitudes. El fracturamiento en formaciones de alta permeabilidad es algo diferente. Las fracturas en estos casos son diseñadas para ser cortas y altamente conductivas, con el fin de mitigar los efectos de reducción del flujo proveniente del daño a la formación en las cercanías al pozo. Naranjo & Soto (2007) establecen que la permeabilidad de la matriz de la roca es una de las propiedades más importantes en el desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos e influye en las operaciones de campo, por ello, es uno de los parámetros de diseño para un tratamiento de fracturamiento hidráulico. También, se identifica que en un nivel alto de permeabilidad no se crea fractura, de hecho, se conoce que al aumentar la permeabilidad en una formación se requiere aumentar el caudal de inyección para tratar de garantizar la generación de la fractura.

Respecto a la geometría, la altura de la fractura  $h_f$  (Figura 21) está influenciada por el contraste de esfuerzos en la zona de interés y la relación de espesor entre dicha formación y las adyacentes. En cuanto al ancho  $w_f$ , su valor se encuentra directamente relacionado con los esfuerzos principales y el módulo de Young, de manera que cuando los valores del mismo son grandes, el ancho tiende a ser pequeño comparado con la longitud de dicha fractura ( $x_f$ ) pues la roca se encuentra más cohesionada (Economides , 2007).

Figura 21. Geometría ideal de una fractura hidráulica.

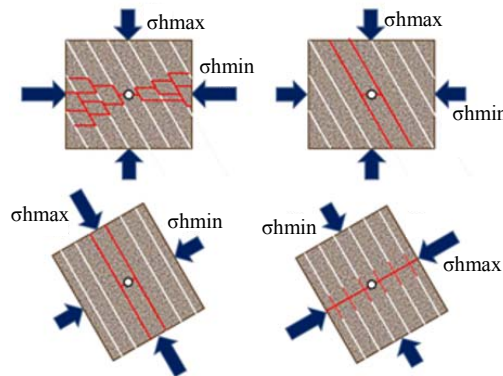


Adaptada de Economides (2007).

Observaciones en núcleos, afloramientos y experimentos de laboratorio de fracturamiento hidráulico indican que la roca y particularmente la distribución y orientación de los planos de debilidad tienen un fuerte efecto en la propagación, geometría y contención de la fractura (Suarez *et al.*, 2013). La Figura 22 muestra conceptualmente las consecuencias de los planos de debilidad en la propagación de la fractura. Las dos imágenes superiores representan materiales con planos de debilidad orientados de forma oblicua al  $\sigma_{hmax}$ , alto contraste de esfuerzos (izquierda) y bajo contraste de esfuerzos (derecha). Bajo las mismas condiciones de la roca y resistencia de los planos de debilidad, se observa un cambio dramático en la geometría de la fractura debido a cambios en el contraste de esfuerzos. Esto es sólo posible debido a la presencia de los planos de debilidad. En la ausencia de estos, la geometría de la fractura en ambos casos debería ser de dos alas y planar. Las imágenes inferiores representan materiales con planos de debilidad orientados de forma paralela y perpendicular a  $\sigma_{hmax}$ . Aquí el contraste de esfuerzos es alto en ambos casos. Cuando la orientación de los planos de debilidad es paralela a la dirección del esfuerzo máximo, la fractura sigue esta dirección. Cuando la orientación de los planos de debilidad es perpendicular a la dirección del esfuerzo máximo, la fractura sigue la dirección del esfuerzo, pero se propaga mediante saltos,

de plano de debilidad a plano de debilidad, frecuentemente cortando la interface durante el proceso.

Figura 22. Propagación de fracturas en un material con planos de debilidad orientados de manera oblicua, paralela y perpendicular a la dirección del esfuerzo máximo.

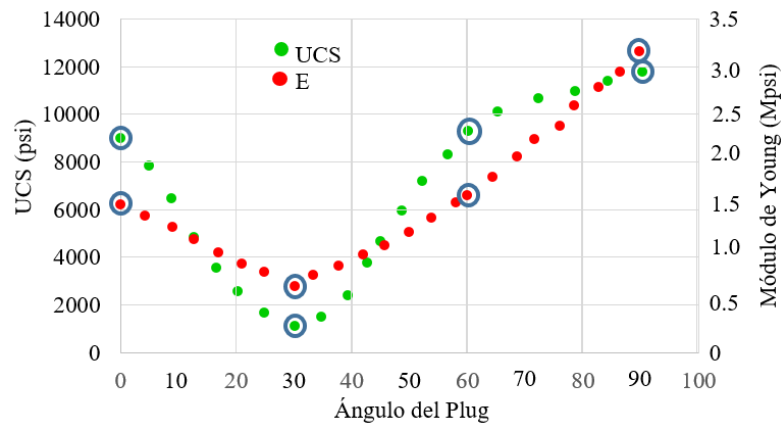


Adaptada de Suarez *et al.* (2013).

El efecto de las fracturas en las propiedades de la roca, tales como el módulo de Young y la resistencia, son descritos en la Figura 23, donde se condensa el resultado de cuatro muestras tomadas con orientaciones axiales a 0 (vertical), 30, 60 y 90 (horizontal) grados del plano de estratificación. Los *plugs* vertical y horizontal muestran altos módulos de Young y alta resistencia a la compresión uniaxial (UCS, por sus siglas en inglés). Curiosamente el módulo de Young horizontal es casi dos veces más alto y el UCS horizontal es 20% mayor que el valor registrado para el pozo vertical. El módulo de Young y la resistencia de la roca más bajos ocurren en una muestra a 30 grados del plano de estratificación. Comparado con el módulo de Young más alto en el *plug* horizontal (3.15 Mpsi), el módulo de la muestra a 60 grados es sólo 0.7 Mpsi. Similarmente, el UCS del *plug* horizontal es de 12 Kpsi mientras que la muestra a 60 grados es de sólo 1.2 Kpsi. La resistencia de la roca

parece entonces ser más sensitiva a la orientación del corazonamiento y su variación, puede tener un impacto significativo en la perforación, completamiento, diseño y actividades de estimulación. Las variables que influyen significativamente en el inicio y propagación de una FH en un YNF son sintetizadas en el Anexo A.

Figura 23. Efecto de las fracturas en la resistencia de la roca y el módulo de Young.



Adaptada de Han (2011).

## 2. MÉTODOS NUMÉRICOS PARA EL MODELADO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

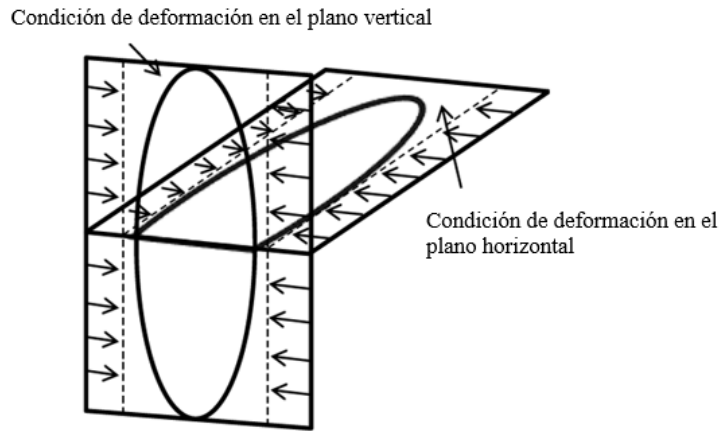
El fracturamiento hidráulico básicamente involucra tres procesos: Deformación de las superficies de la fractura, flujo de fluidos dentro de la fractura y su propagación. Generalmente se utiliza elasticidad lineal como la ley de deformación de la roca, se establece una ley de potencia para el flujo dentro de la fractura y se adopta como ley de propagación la teoría de la mecánica de fractura de elasticidad lineal (Li *et al.*, 2015).

Los modelos teóricos de fracturamiento hidráulico han sido desarrollados por más de medio siglo. Los modelos 2D clásicos de fracturamiento hidráulico contienen los modelos PKN (Perkins & Kern, 1961; Nordgren, 1972) y KGD (Khristianovic & Zheltov, 1955; Geertsma & De Klerk, 1969), los cuales son reconocidos como los más usados para predecir la geometría de FH debido a que no requieren una descripción muy detallada de las propiedades de la roca y hacen una serie de suposiciones tanto en la forma de la fractura, como en su volumen. Los modelos de Perkins & Kern (1961) y el de Khristianovic & Zheltov (1955) asumen altura constante y propagación bidimensional. Así como, deformación en un plano, siendo para PKN sobre el plano vertical y para el KGD sobre el horizontal (Figura 24).

La condición de deformación en el plano vertical se satisface cuando la longitud de la fractura es mucho mayor que la altura de la misma (Nordgren, 1972) y cuando la deformación se da en el plano horizontal, la altura de la fractura es mucho mayor que la longitud (Geertsma & De Klerk, 1969).

Para el caso de la geometría PKN (Figura 25), su forma es elíptica en el eje vertical y horizontal y para la geometría KGD (Figura 26), esta implica un ancho constante a lo largo de la cara del pozo, en contraste a la forma elíptica del modelo PKN.

Figura 24. Planos de deformación horizontal y vertical.



Adaptada de Valkó & Economides (1995).

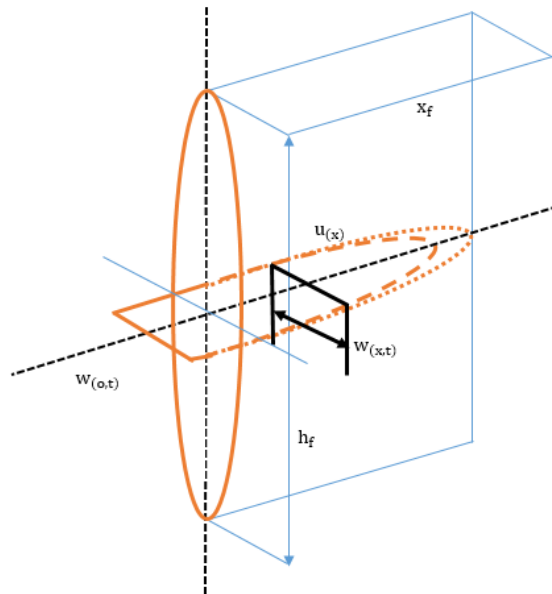
Entre los diversos métodos numéricos para el modelado de FH se desarrolló el modelo *Planar 3D* (PL3D), en el cual la fractura y el flujo acoplado son simulados moviéndose en una malla triangular (Advani *et al*, 1990; Clifton & Wang, 1991) o una malla rectangular fija (Barree, 1983; Siebrits & Peirce, 2002). PL3D asume que la forma de la FH es arbitraria y puede ser representada por una función de Green (Siebrits & Peirce, 2002), pero esta requiere una condición de consistencia entre estratos (Advani *et al*, 1990) y no puede simular fracturas “fuera de plano” (Carter *et al*, 2000), además el uso de la función Green hace que no sea fácil su aplicación a rocas no lineales o anisotrópicas (Pommier *et al*, 2011).

Con el fin de simular el proceso de fracturamiento y evitar los problemas de singularidad en mecánica de fracturas clásica, fue desarrollado el *método de elementos cohesivos* usando una ley de tracción-separación implementada mediante el método de elementos finitos (MEF) y supone una zona pre-fracturada (Chen *et al*, 2009). El ancho de la fractura se encoge a cero en la punta de la misma debido a la disipación de energía correspondiente, es decir, no hay separación en frente de la fractura (Carvalho *et al*, 2010). Aunque este método es capaz de simular



el crecimiento de la grieta en tiempo real, la trayectoria de la fractura es predefinida por la preinstalación de elementos cohesivos, así, este no puede predecir la orientación de la fractura bajo condiciones de esfuerzo complejas, tal como reorientación (Li *et al*, 2015).

Figura 25. Geometría PKN.

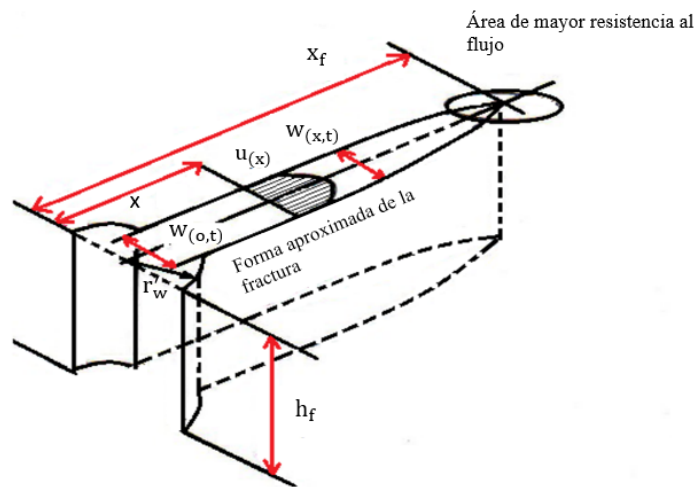


Adaptada de Valkó & Economides (1995).

Otro método numérico consiste en la implementación MEF con *mecánica de daño continuo*, en el cual la fractura es representada por elementos continuos cuya resistencia es reducida a un mínimo valor y la permeabilidad de los elementos fisurados puede ser relacionada a la deformación o estado de esfuerzos correspondiente (Wangen, 2013). Este método es capaz de simular efectos no planares o “fuera de plano” (Li *et al*, 2012); sin embargo, los elementos deben ser muy pequeños con el fin de predecir con precisión la trayectoria y forma de las FH.

Otros métodos que han sido usados para simular el proceso de fracturamiento hidráulico incluyen *eXtended Finite Element Method* (XFEM), *Discrete Element Method* (DEM) y *Discrete Fracture Network* (DFN). Taleghani & Olson (2011) usaron XFEM para investigar la intersección de FH en una FN implementando los efectos del ángulo de interacción entre las fracturas; sin embargo, hay aún muchos problemas con este método, tales como la ramificación y la intersección de fracturas, flujo de fluidos relacionado con las fracturas y las heterogeneidades de las rocas, lo que puede generar problemas en la solución (Pursley *et al*, 2007).

Figura 26. Geometría KGD.

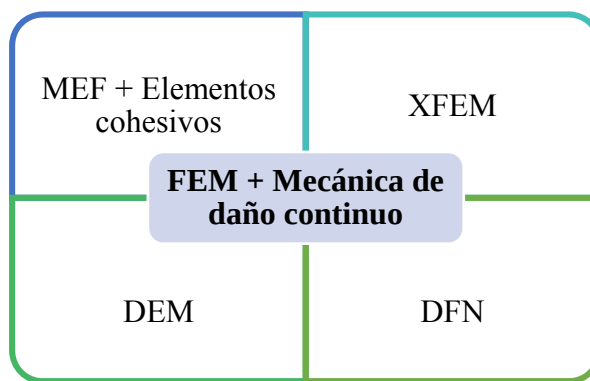


Adaptada de Valkó & Economides (1995).

Zhang *et al.* (2013) uso DEM para investigar el proceso de fracturamiento hidráulico con diferentes tasas de inyección de fluidos en el medio granular a escala de poro. A diferentes tasas de inyección, el movimiento de las partículas fue diferente, así, diferentes FH debían ser formadas. El mismo método ha sido usado en la investigación de Thallak *et al.* (1991), donde estudiaron el proceso de fracturamiento hidráulico simultáneo mediante la inyección en dos puntos. Se encontró que las dos

FH cambiarían el campo de esfuerzos locales y la propagación de la FH sería dominada por el campo de esfuerzos local; sin embargo, es difícil para DEM considerar los atributos continuos de la roca, tales como módulo de Young y permeabilidad. Tsang *et al.* (2007) uso DFN para simular micro-fracturas con el fin de estudiar la hidromecánica de muestras con FN completamente desarrolladas y Meyer & Bazan (2011) simularon el sistema de FN complejo en macro-escala basado en DFN. Mediante DFN es posible considerar flujo de fluidos y mecánica de fracturas dentro de la fractura, sin embargo, los atributos de la matriz frecuentemente tienen que ser simplificados y no pueden ser simulados con precisión, ni la generación de nuevas fracturas puede ser considerada adecuadamente y existen también limitaciones en el ángulo entre las fracturas (McClure & Horne, 2013). En el Anexo B se condensan las diferencias principales entre los métodos numéricos para el modelado de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales y en la Figura 27 puede observarse su clasificación, en el centro de la misma se encuentra el método MEF + mecánica de daño continuo seleccionado para el desarrollo del trabajo presentado, debido a su facilidad para representar fracturas no planares -tipo de fracturas característico de los yacimientos no convencionales-.

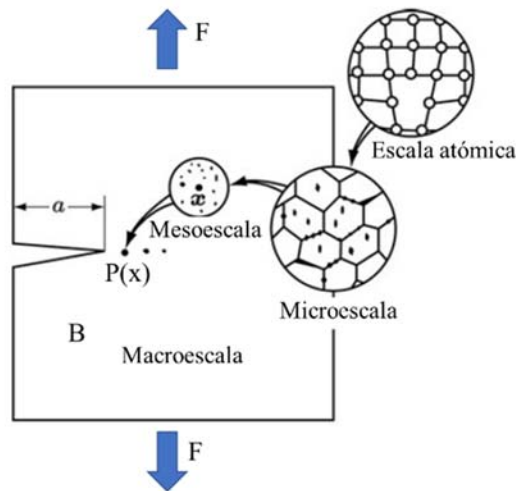
Figura 27. Métodos numéricos para el modelado de fracturamiento hidráulico.



## 2.1 MECÁNICA DE DAÑO CONTINUO

La mecánica de daño continuo es una teoría para analizar el daño y el proceso de fracturamiento desde un punto de vista de mecánica del continuo<sup>9</sup>. Para analizar el concepto de daño y su mecanismo microscópico consideraremos un cuerpo B (Figura 28), donde una grieta de longitud  $a$  ha sido desarrollada debido a la acción de una carga externa  $F$ . Si se toma un punto arbitrario  $P(x)$  cerca a la punta de la grieta, un número de cavidades microscópicas o microgrietas deberían ser observadas en la región alrededor del punto  $P(x)$ . Estas cavidades pueden ser nucleadas usualmente como un resultado de la ruptura de enlaces atómicos o de algunos efectos en la matriz atómica.

Figura 28. Escalas de observación de daño.



Adaptada de Murakami (2012).

<sup>9</sup> MURAKAMI, Sumio. Continuum Damage Mechanics. A Continuum Mechanics Approach to the Analysis of Damage and Failure. Springer, 2012. 420p. ISBN 978-94-007-2665-9.

La fractura de materiales, por lo tanto, es un proceso de nucleación de micro cavidades o microgrietas debido a la ruptura de enlaces atómicos desde un punto de vista microscópico. Desde un punto de vista macroscópico, sin embargo, es un proceso de la extensión de grietas provocadas por la coalescencia de estas micro cavidades. Entre estos dos procesos, existe un proceso mesoscópico donde la nucleación, crecimiento y coalescencia de las cavidades microscópicas permite el inicio de una grieta macroscópica<sup>r</sup>. El desarrollo de cavidades en los procesos de fractura microscópicos, mesoscópicos y macroscópicos junto con el deterioro resultante en sus propiedades mecánicas es denominado *daño* (Lemaitre & Chaboche, 1978; Krajcinovic, 1984). La mecánica de daño continuo, en particular, tiene como objetivo el análisis del desarrollo de daño en los procesos de fractura mesoscópica y macroscópica en el marco de la mecánica del continuo<sup>s</sup>.

Con el fin de discutir los efectos de las discontinuidades microscópicas en materiales (e.g vacíos, granos de cristal, inclusiones, etc.) por medio de la mecánica del continuo, se deben homogenizar los efectos mecánicos de la microestructura y representarlas como un campo continuo macroscópico en el material<sup>t</sup>. Para este propósito, se utiliza una pequeña región  $V$  (mesoescala) alrededor de un punto de material  $P(x)$  en un cuerpo  $B$  como se muestra en la Figura 29. Se asume que el material con estructuras discontinuas en la región  $V$  puede ser estadísticamente homogénea y el estado mecánico del material en  $V$  puede ser representado por el promedio estadístico de las variables mecánicas en  $V^u$ . Si el elemento de volumen  $V$  es el más pequeño para el cual esta condición es satisfecha, se dice que la región  $V$  es el elemento de volumen representativo (RVE, por sus siglas en inglés) (Hill, 1963; Hashin, 1983). Al observar la Figura 29 una vez más, se supone que una serie de micro cavidades se han nucleado y desarrollado en el material  $B$ . Es poco realista e incluso imposible describir los detalles de la evolución de cada cavidad. Sin

---

<sup>r</sup> Ibid., p. 30.

<sup>s</sup> MURAKAMI. Op. Cit., p.30.

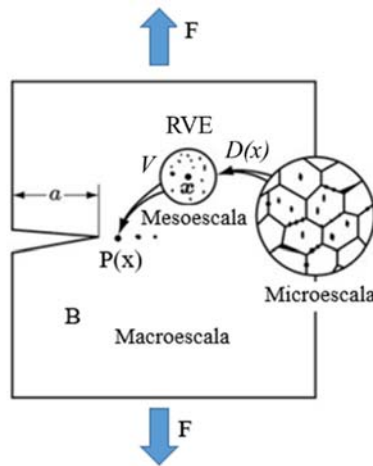
<sup>t</sup> MURAKAMI. Op. Cit., p, 38.

<sup>u</sup> MURAKAMI. Op. Cit., p, 38.

embargo, si tomamos la noción de un RVE ( $V$ ) en un punto  $P(x)$  suficientemente pequeño comparado con el cuerpo  $B$ , el efecto mecánico de la distribución de los vacíos puede ser descrito por los campos continuos de las variables definidas en  $V^v$ .

De acuerdo con el principio de estado local (Kestin & Rice, 1970), el estado termodinámico en un punto de un continuo puede ser descrito por el estado de las variables en el punto. El estado de daño en un punto es un estado interno del material, el cual, desde un punto de vista mecánico, puede ser representado por una variable interna bien definida, la variable de daño  $D(x)$ . Puesto que la nucleación y el desarrollo de las micro fisuras dependen de la dirección de los esfuerzos o deformaciones actuando en el RVE, la variable interna  $D(x)$  en general debe tener el carácter de tensor<sup>w</sup>.

Figura 29. Concepto de elemento de volumen representativo y mecánica de daño continuo.



Adaptada de Murakami (2012).

<sup>v</sup> MURAKAMI. Op. Cit., p, 39.

<sup>w</sup> MURAKAMI. Op. Cit., p, 39.

## 2.2 FRACTURAMIENTO POR DAÑO DE UN SÓLIDO INELÁSTICO

Utilizando el argumento de que la mecánica de daño continuo elimina la necesidad de definir a priori múltiples zonas (elástica, cohesiva y *shielding*) y permite que el daño inicie y se propague de acuerdo a la reología constitutiva intrínseca la roca, la reología utilizada está basada en observaciones experimentales de que algunas rocas sufren daño generalizado desde la etapa inicial de carga y forma fracturas dentro de las zonas de daño, donde la evolución del daño no lineal degrada la rigidez de la roca principalmente mediante la interacción de micro fisuras (Lyakhovsky *et al.*, 1993; Katz & Reches, 2004; Buseti *et al.*, 2012a). Este enfoque tiene varias ventajas<sup>x</sup>. En primer lugar, está demostrado (Weinberger *et al.*, 1994; Katz & Reches, 2004) que las rocas sufren daño localizado que comienza bajo pequeñas deformaciones (<1%). Segundo, estudios de campo y experimentales exhiben fracturas complejas que no pueden ser explicadas por análisis elásticos, a diferencia del análisis de fracturamiento por daño que predice espontáneamente tales características. Tercero, el fracturamiento por daño no requiere suposiciones especiales, tales como perturbaciones iniciales o esfuerzos muy altos poco realistas y, por último, no sufre de las limitaciones computacionales presentes en las formulaciones de enriquecimiento de elementos locales (i.e., *extended finite element method [XFEM]*), tal como límites en el número de fracturas que pueden cruzar un elemento enriquecido.

## 2.3 INELASTICIDAD DE LAS ROCAS Y DAÑO

La etapa de deformación elástica recuperable para rocas frágiles corresponde a pequeñas magnitudes de deformación (<1%); sin embargo, en la mayoría de las estructuras geológicas, la deformación excede el límite elástico, permitiendo el

---

<sup>x</sup> Buseti, S.; MISH, K. & RECHES, Z. Damage and Plastic Deformation of Reservoir Rocks: Part 1. Damage Fracturing. En American Association of Petroleum Geologists, AAPG Bulletin, 2012a. Vol. 96, 1687-1709p.

desarrollo de patrones de deformación heterogéneos permanentes. La deformación involucra algunos procesos inelásticos como: distorsión continua, micro y macro-fracturamiento, falla y formación de zonas de corte, bandas de compactación y pliegues apretados<sup>y</sup>. Consecuentemente, el análisis de la mayoría de las estructuras geológicas requiere la consideración de deformación finita e inelasticidad no lineal.

La Figura 30 corresponde a una curva típica esfuerzo -deformación que puede ser dividida en cinco etapas principales e interpretadas como: (I) Cambio de esfuerzo no lineal inicial asociado con grietas, dilatación y cierre de poro/fisura; (II) Etapa elástica (lineal o no lineal); (III) *hardening* de la deformación no lineal asociado con el comienzo de las microfisuras frágiles y la plasticidad (*strain hardening* y microfisuramiento); (IV) *hardening* continuo caracterizado por la coalescencia de las fisuras y la formación de una zona de proceso; y por último (V) falla final, *softening* de la deformación y propagación de fisuras macroscópicas (Katz & Reches, 2004).

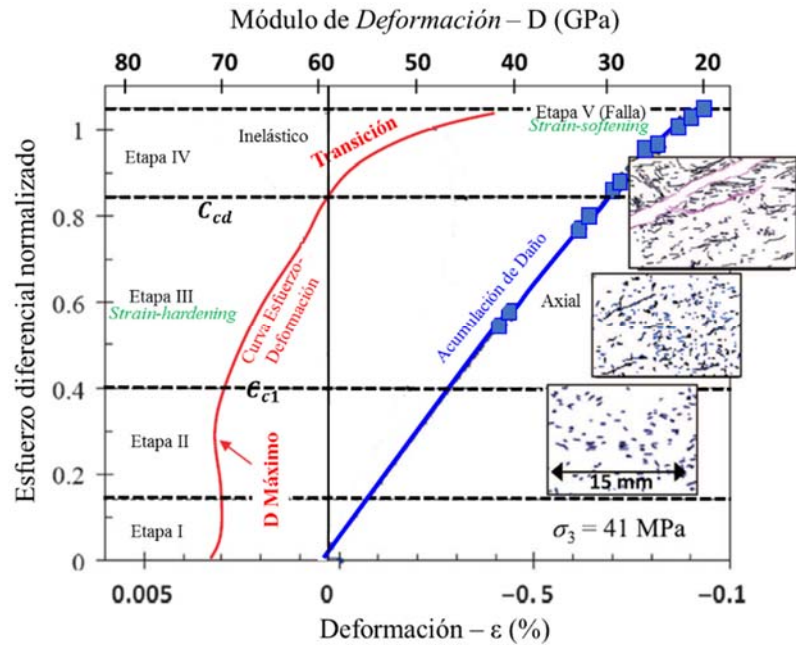
Después de la etapa elástica inicial, la roca entra a una etapa de *strain hardening* (degradación de la rigidez macroscópica asociada a la reducción de la capacidad de carga elástica de la roca) que es dominada por la acumulación de daño, principalmente por microfisuramiento (Lockner *et al.*, 1992; Reches & Lockner, 1994). La roca progresivamente se debilita debido al desarrollo de fisuras y microfisuras (Walsh & Brace, 1964; Walsh, 1965), deformación plástica (Handing & Hager, 1957; Mogi, 1973), *stress shielding* (Thomson, 1986) y dilatancia (Brace *et al.*, 1966; Nur, 1975). Macroscópicamente, esta degradación de la rigidez es vinculada a la evolución del daño inducido por esfuerzos que permite el fracturamiento local y, eventualmente la falla. La localización, sincronización y cantidad de daño asociado con la etapa *strain hardening* puede ser cuantificada usando mapas de secciones delgadas, microscopia electrónica de barrido y registros de emisiones acústicas (Busetti *et al.*, 2012a).

---

<sup>y</sup> Ibid., p.1691.



Figura 30. Respuesta típica esfuerzo-deformación de rocas bajo presión de confinamiento.



Adaptado de Katz & Reches (2004) y Buseti *et al* (2012a).

**2.3.1 Módulo de deformación.** La acumulación de daño y el cambio de forma de la curva esfuerzo-deformación (etapa III, línea azul en la Figura 30) puede ser macroscópicamente representada por el módulo de deformación,  $D$ , el cual es la pendiente local de una curva esfuerzo-deformación experimental (curva roja en la Figura 30) que proporciona una aproximación fenomenológica de las propiedades del material en diferentes etapas de deformación (Johnson & Page, 1976; Katz & Reches, 2004). La rigidez, deformación y capacidad de carga son expresadas mediante la modificación de una ecuación familiar (e.g., Ley de Hooke) (Busetti *et al.*, 2012a):

$$\sigma = E\varepsilon \quad (1)$$

Donde  $\sigma$  es el tensor de esfuerzos de Cauchy,  $E$  es la matriz de rigidez y  $\varepsilon$  es el tensor de deformación elástica. Un cambio de esfuerzo,  $d\sigma$ , corresponde a cada incremento de deformación,  $d\varepsilon$ , tal que:

$$d\sigma = Ed\varepsilon \quad (2)$$

Debido a que la rigidez del material cambia durante la deformación, la rigidez elástica inicial,  $E$ , ya no es aplicable y es remplazada por un tensor más general,  $D$ , que incluye deformación inelástica permanente atribuida al daño inducido por esfuerzos (Katz & Reches, 2004). La  $D$  representa la suma del comportamiento de degradación, pero no distingue los mecanismos individuales de debilitamiento. Reorganizando la ecuación 2 y usando el diferencial de esfuerzos ( $\sigma_1 - \sigma_3$ ), donde  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$  son el esfuerzo axial y de confinamiento:

$$D = d(\sigma_1 - \sigma_3)/d\varepsilon \quad (3)$$

Antes de la aparición de daño, cuando  $D = D_{max}$  (Figura 30),  $D$  es equivalente al módulo de Young. En varios estados incrementales,  $D = D' < D_{max}$ , donde  $D'$  y  $D_{max}$  son los estados deformados y no deformados, los cuales proporcionan una aproximación adimensional para la degradación de la rigidez:

$$D'/D_{max} \approx E'/E_0 \quad (4)$$

Donde  $E_0$  es el módulo de Young original y  $E'$  es el módulo aparente en el estado deformado. En consecuencia, existe una fuerte dependencia de la historia de deformación (una “memoria” de daño que afecta la existencia de eventos futuros) por lo que un esquema de daño estático o no degradado dará resultados no físicos, debido a que el mecanismo de daño y magnitud del mismo son fenómenos transitorios. Por lo tanto, Buseti *et al.* (2012a) plantea como solución introducir una

función de esfuerzo evolutiva que dependa del estado de esfuerzos e historia de deformación, como se presenta a continuación.

## 2.4 PARÁMETROS DEL MATERIAL

El objetivo del trabajo desarrollado por Busetti *et al* (2012a) consiste en refinar y calibrar una reología elasto-plástica para ser aplicada en la investigación de la propagación de una fractura en la punta de una hidrofractura. Este análisis es para reología no lineal con deformación progresiva que es sensitiva a condiciones de carga in-situ y, es capaz de fallar frágilmente por propagación de fractura. Los resultados de daño y los patrones de fracturamiento generados en los modelos numéricos de su investigación coinciden con las características experimentales, y basados en sus observaciones definen *Damage Fracturing*, como el proceso de fracturamiento mediante propagación de daño en una roca con reología de daño elasto-plástica.

El modelo se enfoca en el comportamiento de la roca bajo condiciones elasto-plásticas, daño progresivo y falla, en un intento por simular realísticamente la deformación de la roca bajo condiciones de esfuerzo in-situ. Los parámetros del material de modelo numérico son derivados de las curvas de esfuerzo-deformación en tensión y compresión de *Berea Sandstone*, un análogo de roca de yacimiento común<sup>z</sup>. Modelan las fracturas que inician y se propagan espontáneamente para formar patrones de fracturas en un cuerpo rocoso con reología de daño. La reología seleccionada es válida para deformación finita e incluye *yielding* plástico, así como falla en tensión y compresión. En el esquema el límite elástico (*yield strength*) controla el comienzo de daño por microfisuración y el proceso de disipación interna

---

<sup>z</sup> BUSETTI, S.; MISH, K. & RECHES, Z. Damage and Plastic Deformation of Reservoir Rocks: Part 1. Damage Fracturing. En American Association of Petroleum Geologists, AAPG Bulletin, 2012a. Vol. 96, 1687-1709p.

(plasticidad) que son acopladas para controlar la deformación finita<sup>aa</sup>. *Berea Sandstone* es usada comúnmente como un análogo para rocas de yacimiento (Hart & Wang, 1995; Menendez *et al.*, 1996). Los parámetros del material se encuentran en la Tabla 1, los cuales están dentro de los rangos de algunas rocas de yacimiento (Chang *et al.*, 2006) y la Tabla 2 condensa los valores usados en los modelos de elementos finitos trabajados.

Tabla 1. Parámetros del material para *Berea Sandstone*\*, SI (mm).

|                                                         |               |
|---------------------------------------------------------|---------------|
| <b>Densidad [ton/mm<sup>3</sup>]</b>                    | 2.1E-09       |
| <b>Módulo de Young, E [Mpa]</b>                         | 20200         |
| <b>Relación de Poisson, <math>\nu</math></b>            | 0.17-0.34     |
| <b>UCS** esfuerzo de inicio de daño [Mpa]</b>           | 41-58         |
| <b>UCS** deformación de inicio de daño</b>              | 0.003-0.0035  |
| <b>UCS** esfuerzo de falla [Mpa]</b>                    | 71.3-74       |
| <b>UCS** deformación de falla</b>                       | 0.0045        |
| <b>UTS<sup>+</sup> esfuerzo de inicio de daño [Mpa]</b> | 3.2-8.6       |
| <b>UTS<sup>+</sup> deformación de inicio de daño</b>    | 0.0007-0.0012 |
| <b>UTS<sup>+</sup> esfuerzo de falla</b>                | 3.8-9.8       |
| <b>UTS<sup>+</sup> deformación de falla</b>             | 0.0015-0.002  |

\* Hart & Wang (1995); Eberhardt (1998); Weinberger *et al.* (2000); Bobich (2005).

\*\*UCS: Resistencia a la compresión no confinada, siglas en inglés.

<sup>+</sup>UTS: Resistencia a la tensión no confinada, siglas en inglés.

Adaptada de Buseti *et al.* (2012a).

---

<sup>aa</sup> Ibid., p. 1693.

Los puntos intermedios definidos en la Figura 31 y Figura 32 fueron obtenidos por Buseti *et al.* (2009), calibrando iterativamente el modelo de referencia contra los resultados de laboratorio, de manera que el comportamiento esfuerzo-deformación acoplara dentro de los rangos experimentales reportados para *Berea Sandstone* asegurando al mismo tiempo que las definiciones para el comportamiento *postyield* y otros parámetros plásticos no conocidos fueran usados.

Tabla 2. Parámetros del modelo para la reología de *Berea Sandstone*, SI (mm).

|                                         |         |
|-----------------------------------------|---------|
| Densidad [ton/mm <sup>3</sup> ]         | 2.1E-09 |
| Módulo de Young, E [Mpa]                | 20200   |
| Relación de Poisson, $\nu$              | 0.27    |
| Ángulo de dilatación, $\psi$            | 15      |
| Excentricidad                           | 0.1     |
| $f_{c_0}/f_{b_0}$ *                     | 1.16    |
| Factor de intensidad de esfuerzo, $K_C$ | 0.66    |
| Regularización Viscosa                  | 0       |

\* Relación entre el *yield stress* equibiaxial y uniaxial compresivo (inicial).

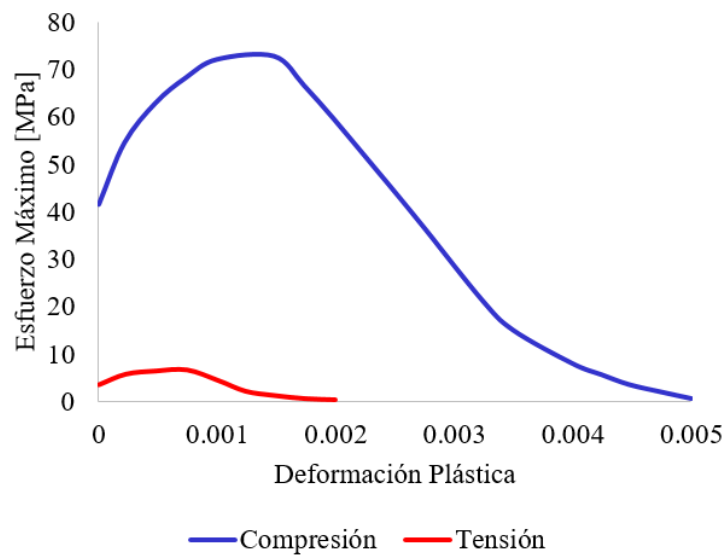
Adaptada de Buseti (2009).

Para la evolución daño-deformación se usó una curva cuasi-sinusoidal (Figura 32) basada en Eberhardt (1998) y Bobich (2005). Seleccionaron un ángulo de dilatación constante de 15° y otros parámetros de Abaqus (sección 2.4.2) como el valor  $K_C$  de 0.66, el cual indica una pequeña dependencia del esfuerzo principal intermedio, así como, valores por defecto de  $f_{c_0}/f_{b_0} = 1.16$ , el cual contribuye con la forma de la superficie de cedencia (*yield Surface*).  $K_C$  es la relación de la longitud de los meridianos de tensión y compresión para una presión dada, es decir, controla la dependencia de  $\sigma_2$ .

El software Abaqus permite la implementación del parámetro daño especificando D como una función de la deformación plástica durante una carga uniaxial (Figura 32). La implementación de elementos finitos permite la simulación de la propagación de

la fractura basada en el concepto de fisura o *crack* equivalente, el cual establece que existe una zona de daño que es equivalente a una fractura y viceversa (Mazars & Pijaudier-Cabot, 1996). Usando este enfoque, una fractura es representada por una zona de fractura equivalente: un camino de elementos que están completamente dañados y por lo tanto no tienen resistencia (Buseti *et al.*, 2012a).

Figura 31. Curva esfuerzo-deformación *post-yield*.



Adaptada de Buseti *et al.* (2012a).

**2.4.1 Daño y degradación de la rigidez.** El modelo de daño (Lubliner *et al.*, 1989; Lee & Fenves, 1998) incluido en Abaqus (Simulia, 2017a y b) aplica el concepto de módulo de deformación ( $E$ ) y reducción de rigidez, usando el parámetro de daño,  $d$ , como una aproximación adimensional de la degradación de la rigidez para escalar el verdadero esfuerzo. En la etapa inicial,  $D = D_0$ ,  $d = 0$  (sin degradación); y en falla,

$d = 1$ , el material es completamente dañado y el esfuerzo efectivo disminuye a cero<sup>bb</sup>.

$$E'/E_0 \approx D'/D_0 = (1 - d) \quad (5)$$

La deformación plástica incremental incluye todas las deformaciones irreversibles, así como el daño por microfisuramiento frágil. La descomposición de la deformación en los componentes elástico y plástico ( $\varepsilon = \varepsilon^e + \varepsilon^p$ ) da la relación esfuerzo-deformación:

$$\sigma = (1 - d)D_0(\varepsilon - \varepsilon^p) \quad (6)$$

El concepto de esfuerzo efectivo (en el desarrollo del trabajo, no está relacionado con la presión de poro) es usado para degradar la rigidez elástica, que a su vez controla la forma de la superficie de cedencia (*yield surface*). El parámetro daño evoluciona separadamente como una función de la deformación plástica y realiza un seguimiento por separado para el daño por tensión y compresión (Figura 32). El resultado es un material que conserva la resistencia direccional dependiendo de cómo sea forzado. Por ejemplo, una región que contiene microfisuras orientadas en dirección normal a la dirección de carga es muy fuerte en compresión, pero débil en tensión<sup>cc</sup>.

El modelo *concrete damaged plasticity* proporciona una capacidad general para modelar concreto y otros materiales cuasi-frágiles en todos los tipos de estructuras (Simulia, 2017b). Este modelo utiliza los conceptos de elasticidad y daño isotrópico

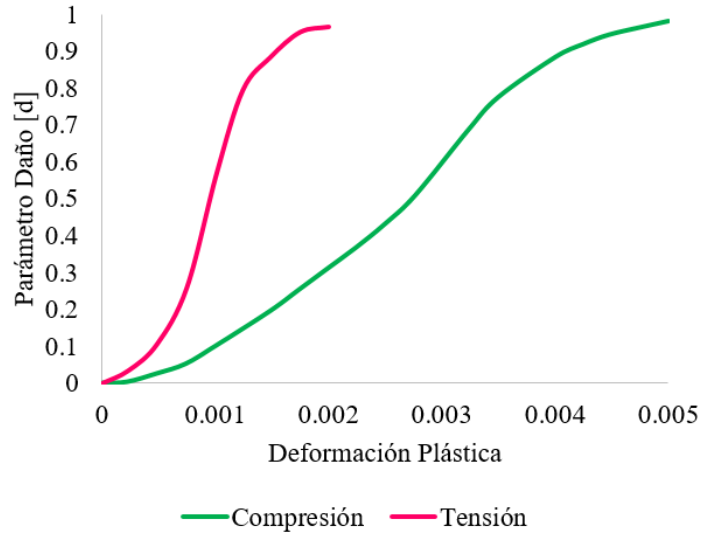
---

<sup>bb</sup> BUSETTI, S.; MISH, K. & RECHES, Z. Damage and Plastic Deformation of Reservoir Rocks: Part 1. Damage Fracturing. En American Association of Petroleum Geologists, AAPG Bulletin, 2012a. Vol. 96, 1687-1709p.

<sup>cc</sup> Ibid., p.1705.

combinados con plasticidad en tensión y compresión isotrópica para representar el comportamiento inelástico del material<sup>dd</sup>.

Figura 32. Daño progresivo.



Adaptada de Busetti *et al.* (2012a).

Se asume que las curvas de esfuerzo-deformación uniaxial pueden ser convertidas en curvas de esfuerzo versus deformación plástica de la forma:

$$\sigma_t = \sigma_t(\tilde{\epsilon}_t^{pl}, \dot{\tilde{\epsilon}}_t^{pl}, \theta, f_i) \quad (7)$$

$$\sigma_c = \sigma_c(\tilde{\epsilon}_c^{pl}, \dot{\tilde{\epsilon}}_c^{pl}, \theta, f_i) \quad (8)$$

Donde los subíndices t y c hacen referencia a tensión y compresión, respectivamente.  $\dot{\tilde{\epsilon}}_t^{pl}$  y  $\dot{\tilde{\epsilon}}_c^{pl}$  son las tasas de deformación plástica equivalente,

---

<sup>dd</sup> SIMULIA. Abaqus Theory Manual. Damaged Plasticity Model for Concrete and other Quasi-brittle Materials. Abaqus 6.11 [2017b].



$\tilde{\varepsilon}_t^{pl} = \int_0^t \dot{\tilde{\varepsilon}}_t^{pl} dt$  y  $\tilde{\varepsilon}_c^{pl} = \int_0^t \dot{\tilde{\varepsilon}}_c^{pl} dt$  son las deformaciones plásticas equivalentes,  $\theta$  es la temperatura y  $f_i, (i = 1, 2, \dots)$  son otras variables de campo predefinidas. Se adopta la convención de que  $\sigma_c$  es una cantidad positiva que representa la magnitud del esfuerzo de compresión uniaxial; es decir,  $\sigma_c = -\sigma_{11}$ .

Bajo condiciones de carga uniaxial las tasas de deformación plástica efectiva están dadas por:

$$\dot{\tilde{\varepsilon}}_t^{pl} = \dot{\varepsilon}_{11}^{pl} \quad (9)$$

$$\dot{\tilde{\varepsilon}}_c^{pl} = -\dot{\varepsilon}_{11}^{pl} \quad (10)$$

Como se muestra en la Figura 33, cuando el material es descargado desde cualquier punto de la sección *strain softening* de la curva esfuerzo-deformación, se observa que la respuesta a la descarga es el debilitamiento: la rigidez elástica del material parece estar dañada o degradada. La degradación de la rigidez elástica es significativamente diferente entre las pruebas de tensión y compresión; en cualquier caso, el efecto es más pronunciado a medida que la deformación plástica aumenta. La respuesta a la degradación del material es caracterizada por dos variables de daño uniaxial independientes,  $d_t$  y  $d_c$ , que se supone son funciones de la de las deformaciones plásticas, la temperatura y las variables de campo:

$$d_t = d_t(\tilde{\varepsilon}_t^{pl}, \theta, f_i), (0 \leq d_t \leq 1) \quad (11)$$

$$d_c = d_c(\tilde{\varepsilon}_c^{pl}, \theta, f_i), (0 \leq d_c \leq 1) \quad (12)$$

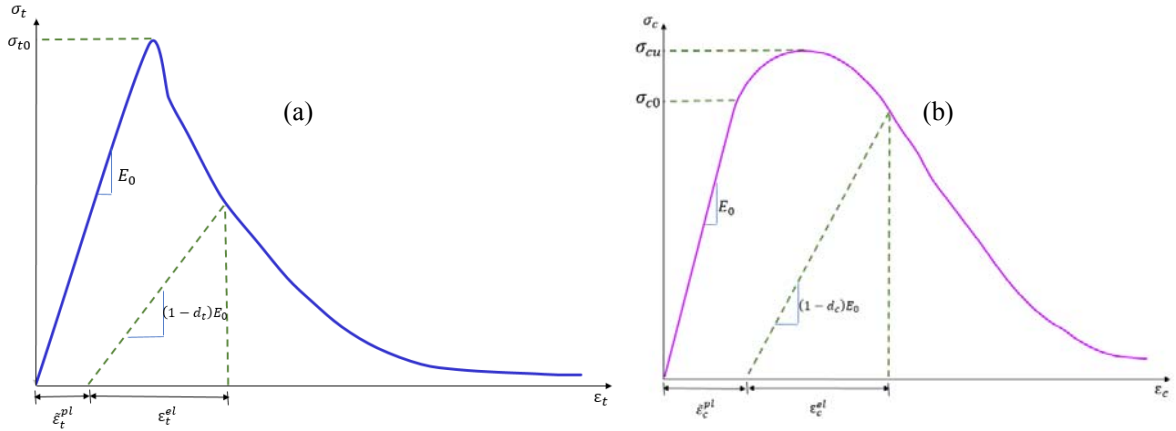
Las variables de degradación uniaxial son funciones crecientes de las deformaciones plásticas equivalentes y, pueden tomar valores que van desde cero, para material no dañado, a uno, para material totalmente dañado.

Si  $E_0$  es la rigidez elástica inicial (no dañada) del material, las relaciones esfuerzo-deformación bajo cargas de tensión y compresión uniaxial son, respectivamente:

$$\sigma_t = (1 - d_t)E_0(\varepsilon_t - \tilde{\varepsilon}_t^{pl}) \quad (13)$$

$$\sigma_c = (1 - d_c)E_0(\varepsilon_c - \tilde{\varepsilon}_c^{pl}) \quad (14)$$

Figura 33. Respuesta del concreto a carga uniaxial en tensión (a) y compresión (b).



Adaptada de Simulia (2017b).

Bajo carga uniaxial las fisuras se propagan en una dirección transversal a la dirección del esfuerzo. La nucleación y la propagación de las fisuras, por lo tanto, causa una reducción de la zona de carga disponible, que a su vez conduce a un incremento en el esfuerzo efectivo. El efecto es menos pronunciado bajo carga compresiva, ya que las fisuras se dirigen en dirección paralela a la carga; sin embargo, después de una cantidad significativa de *crushing*, el área de carga efectiva también se reduce significativamente. Los esfuerzos de cohesión uniaxial efectivos,  $\bar{\sigma}_t$  y  $\bar{\sigma}_c$ , determinan el tamaño de la superficie de cedencia (o falla) y se dan como:

$$\bar{\sigma}_t = \frac{\sigma_t}{(1 - d_t)} = E_0(\varepsilon_t - \tilde{\varepsilon}_t^{pl}) \quad (15)$$

$$\bar{\sigma}_c = \frac{\sigma_c}{(1 - d_c)} = E_0(\varepsilon_c - \tilde{\varepsilon}_c^{pl}) \quad (16)$$

**2.4.2 Modelo Constitutivo.** Incorpora un criterio de cedencia dependiente de la presión, una regla de flujo plástico, una regla de *hardening* y daño. La combinación de *strain softening* y daño plástico permite la simulación de debilitamiento local extremo, donde las fracturas o zonas fracturadas (dependiendo del tamaño de la malla de elementos finitos) ocurre donde el material se degrada a resistencia cero. El modelo está basado en modificaciones realizadas a la plasticidad clásica de Mohr-Coulomb, como se describe a continuación<sup>ee</sup>.

El comienzo de cedencia (*yielding*) que ocurre en la transición dúctil-frágil en rocas, es típicamente dependiente de la presión (Murrell, 1965; Brace *et al.*, 1966; Jaeger & Cook, 1976), donde el criterio de Mohr Coulomb describe esta relación vinculando el esfuerzo de corte y normal a través de un plano mediante la función:

$$\tau = \mu \sigma_n + c \quad (17)$$

Donde  $\tau$  es el esfuerzo de corte,  $\sigma_n$  es el esfuerzo normal,  $\mu = \tan \phi$  permite conocer el coeficiente de fricción y el ángulo de fricción y,  $c$  es la resistencia al corte o cohesión (se ha demostrado experimentalmente que un valor de  $\mu = 0.6$  a  $0.8$  es una propiedad intrínseca para la mayoría de las rocas<sup>ff</sup>). El criterio de Mohr Coulomb (Figura 34) asume que la falla no depende del esfuerzo principal intermedio; sin embargo, Mogi (1973) y Reches & Dieterich (1983) mostraron que esta suposición no es necesariamente válida en el caso general. Asumiendo, que la superficie de cedencia (*yield Surface*) es totalmente dependiente del esfuerzo principal intermedio,  $\tau_{oct}$  es constante para todas las rotaciones de  $\theta$ , como se indica en el criterio de Drucker Prager, donde la forma de la superficie de cedencia es un cono que se abre con el aumento del esfuerzo promedio. La superficie de falla de Drucker

---

<sup>ee</sup> BUSETTI, S.; MISH, K. & RECHES, Z. Damage and Plastic Deformation of Reservoir Rocks: Part 1. Damage Fracturing. En American Association of Petroleum Geologists, AAPG Bulletin, 2012a. Vol. 96, 1687-1709p.

<sup>ff</sup> Ibid., p.1706.

Prager es una variación dependiente de la presión en el criterio de Von Mises y está dada mediante:

$$J_2^{1/2} = k + 3\alpha I_1 \quad (18)$$

Donde  $\alpha$  y  $k$  son constantes del material, y los esfuerzos invariantes en términos de los esfuerzos principales  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  y  $\sigma_3$  y el esfuerzo promedio  $\sigma_0$  son:

$$I_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 = 3\sigma_0 \quad (19)$$

$$J_2 = 3\sigma_0^2 - I_2 \quad (20)$$

$$I_2 = \sigma_1\sigma_2 + \sigma_2\sigma_3 + \sigma_3\sigma_1 \quad (21)$$

En el desarrollo del trabajo se utiliza la superficie de cedencia modificada de Lubliner *et al.* (1989), la cual combina las características positivas de los modelos de Mohr-Coulomb y Drucker Prager; llamada también, superficie de cedencia del modelo Barcelona (Figura 35) (Alonso *et al.*, 1990).

La superficie Drucker Prager (ecuación 18) ajusta dentro de la forma:

$$F(\sigma) = 1/(1 - \alpha)([3J_2]^{1/2} + \alpha I_1) \quad (22)$$

Añadiendo dependencia en el esfuerzo más grande  $\sigma_{max}$  y asignando dos parámetros adicionales,  $\beta < \sigma_{max} >$  y  $\gamma < \sigma_{max} >$  a la ecuación 22, el círculo de Drucker Prager puede ser modificado reduciendo la dependencia del esfuerzo principal intermedio y estableciendo meridianos de tensión y compresión. Así, la forma presentada por Lubliner *et al.* (1989) y Lee & Fenves (1998) es:

$$F(\sigma) = 1/(1 - \alpha)([3J_2]^{1/2} + \alpha I_1 + \beta < \sigma_{max} > - \gamma < -\sigma_{max} >) \quad (23)$$

Donde (Simulia, 2017b):

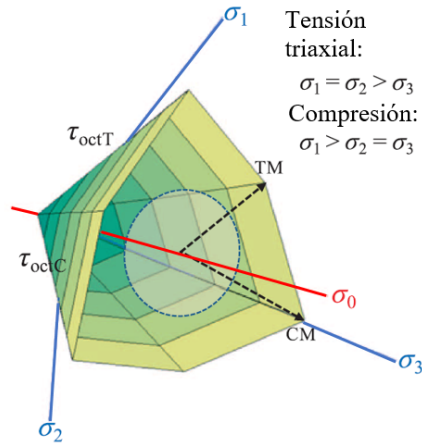
$$\alpha = ([\sigma_{b0} - \sigma_{c0}] - 1)/([2\sigma_{b0} - 2\sigma_{c0}] - 1); 0 \leq \alpha \leq 0.5 \quad (24)$$

$$\beta = (\sigma_{c0}/\sigma_{t0})(\alpha - 1) - (1 + \alpha) \quad (25)$$

$$\gamma = 3(1 - K_c)/(2K_c - 1); 0.5 < K_c \leq 1.0 \quad (26)$$

La resistencia a la tensión y a la compresión uniaxial son dadas por  $\sigma_{c0}$  y  $\sigma_{t0}$  y pueden tomarse directamente desde datos experimentales.

Figura 34. Superficie de cedencia de Mohr Coulomb que muestra los meridianos de tensión y compresión (TM y CM), definidos por el esfuerzo de corte octaédrico en tensión y compresión ( $\sigma_{octT}$  y  $\sigma_{octC}$ ).



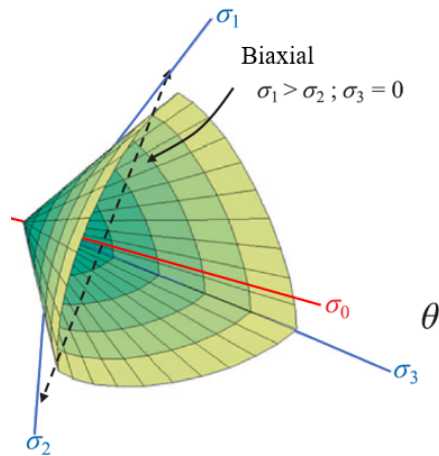
Adaptada de Busetti *et al.* (2012a).

La resistencia de tensión biaxial  $\sigma_{b0}$  es aproximadamente 1.3% menos que la resistencia de tensión uniaxial (Lee & Fenves, 1998) y para  $\alpha$  y  $\beta$  los valores típicos están entre los rangos de  $0.08 \leq \alpha \leq 0.12$  y  $1.10 \leq \beta \leq 1.16$  (Lubliner *et al.*, 1989).  $K_c$  es la relación de la longitud de los meridianos de tensión y compresión para una presión dada, es decir, controla la dependencia de  $\sigma_2$ . Para  $K_c = 1$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  se eliminan, dejando la función original:

$$K_C = (\sqrt{J_2})_{TM} / (\sqrt{J_2})_{CM} \text{ a una } p \text{ dada} \quad (27)$$

Este modelo constitutivo tiene algunas cualidades útiles para los propósitos de las simulaciones. En primer lugar, se acomoda a un amplio rango de tipos de rocas que eran previamente modeladas por Mohr Coulomb o Drucker Prager. Segundo, en el modelado de nuevos tipos de rocas desde datos experimentales, particularmente en aplicaciones de yacimiento donde el corazonamiento es limitado, es conveniente usar falla uniaxial y datos esfuerzo-deformación para calibraciones. Tercero, el modelo es implementado en un software de elementos finitos comercial (Abaqus), el cual puede ser usado para un amplio rango de problemas geológicos (Buseti *et al.*, 2012a).

Figura 35. Superficie de cedencia Barcelona. La curvatura es ajustada al rango entre la mínima dependencia en el esfuerzo principal intermedio (e.g., Mohr-Coulomb) o la total de dependencia (e.g., Drucker Prager, un cono circular).



Adaptada de Buseti *et al.* (2012a).

**2.4.2.1 Relaciones esfuerzo-deformación.** Son gobernadas por la elasticidad escalar dañada (ecuación constitutiva, ecuación 28):

$$\sigma = (1 - d)D_0^{el} : (\varepsilon - \varepsilon^{pl}) = D^{el} : (\varepsilon - \varepsilon^{pl}) \quad (28)$$

Donde  $D_0^{el}$  es la rigidez elástica inicial (no-dañada) del material;  $D^{el} = (1 - d)D_0^{el}$  es la rigidez elástica degradada y  $d$  variable escalar de degradación de la rigidez, la cual puede tomar valores en el rango de cero (material no dañado) a uno (material totalmente dañado). El daño asociado con el mecanismo de falla (*cracking* o *crushing*) por lo tanto resulta en una reducción en la rigidez elástica. Dentro del contexto de la teoría de daño escalar, la degradación de la rigidez es isotrópica y caracterizada por una variable de degradación simple,  $d$ . Siguiendo las nociones de mecánica de daño continuo, el esfuerzo efectivo es definido como (tensor de esfuerzo efectivo, ecuación 29):

$$\bar{\sigma} = D_0^{el} : (\varepsilon - \varepsilon^{pl}) \quad (29)$$

El esfuerzo Cauchy está relacionado con el esfuerzo efectivo a través de la relación de degradación escalar (tensor de esfuerzo, ecuación 30):

$$\sigma = (1 - d)\bar{\sigma} \quad (30)$$

Para cualquier sección transversal del material, el factor  $(1 - d)$  representa la relación de la zona efectiva de carga (el área total menos el área dañada) para el área total de la sección. En la ausencia de daño,  $d = 0$ , el esfuerzo efectivo  $\bar{\sigma}$  es equivalente a el esfuerzo Cauchy,  $\sigma$ . Cuando ocurre daño, sin embargo, el esfuerzo efectivo es más representativo que el esfuerzo Cauchy porque es el área de esfuerzo que resiste a la carga externa. Por lo tanto, es conveniente formular el problema de plasticidad en términos del esfuerzo efectivo. Como se discute más adelante la evolución de la variable de degradación es gobernada por un conjunto de variables *hardening*,  $\bar{\varepsilon}^{pl}$ , y el esfuerzo efectivo; es decir,  $d = d(\bar{\sigma}, \bar{\varepsilon}^{pl})$ .

**2.4.2.2 Variables hardening.** Los estados de daño en tensión y compresión son caracterizados independientemente por dos variables *hardening*,  $\tilde{\varepsilon}_t^{pl}$  y  $\tilde{\varepsilon}_c^{pl}$ , que se denominan como deformaciones plásticas equivalentes en tensión y compresión, respectivamente. Su evolución está dada por la expresión:

$$\tilde{\varepsilon}^{pl} = \begin{bmatrix} \tilde{\varepsilon}_t^{pl} \\ \tilde{\varepsilon}_c^{pl} \end{bmatrix} \quad (31)$$

El microfisuramiento (*microcracking*) y el *crushing* son representados por el incremento de los valores de las variables *hardening*. Estas variables controlan la evolución de la superficie de cedencia y la degradación de la rigidez elástica.

**2.4.2.3 Función de cedencia.**  $F(\bar{\sigma}, \tilde{\varepsilon}^{pl})$ , representa una superficie en el espacio de esfuerzo efectivo, el cual determina el estado de falla o daño. Para el modelo de daño plástico:

$$F(\bar{\sigma}, \tilde{\varepsilon}^{pl}) \leq 0 \quad (32)$$

El modelo de daño plástico usa una condición de cedencia basada en la función de cedencia propuesta por Lubliner *et al.* (1989) e incorpora las modificaciones propuestas por Lee & Fenves (1998), para tener en cuenta la evolución diferente de la resistencia bajo tensión y compresión. En términos de esfuerzo efectivo la función de cedencia toma la forma:

$$F(\bar{\sigma}, \tilde{\varepsilon}^{pl}) = \frac{1}{1-\alpha} (\bar{q} - 3\alpha\bar{p} + \beta(\tilde{\varepsilon}^{pl})\langle\bar{\sigma}_{max}\rangle - \gamma\langle-\bar{\sigma}_{max}\rangle) - \bar{\sigma}_c(\tilde{\varepsilon}_c^{pl}) \leq 0 \quad (33)$$

Donde  $\alpha$  y  $\gamma$  son constantes adimensionales del material.

$$\bar{p} = -\frac{1}{3}\bar{\sigma}:I \quad (34)$$

Es la presión hidrostática efectiva (ecuación 34).



$$\bar{q} = \sqrt{\frac{3}{2} \bar{S} : \bar{S}} \quad (35)$$

Es el esfuerzo equivalente efectivo de Mises (ecuación 35).

$$\bar{S} = \bar{p}I + \bar{\sigma} \quad (36)$$

Es la parte deviatorica del tensor de esfuerzo efectivo  $\bar{\sigma}$ ; y  $\hat{\hat{\sigma}}_{max}$  es el valor máximo de  $\bar{\sigma}$  (ecuación 36). La función  $\beta(\hat{\varepsilon}^{pl})$  está dada como:

$$\beta(\hat{\varepsilon}^{pl}) = \frac{\bar{\sigma}_c(\hat{\varepsilon}_c^{pl})}{\bar{\sigma}_t(\hat{\varepsilon}_t^{pl})} (1 - \alpha) - (1 + \alpha) \quad (37)$$

Donde  $\bar{\sigma}_t$  y  $\bar{\sigma}_c$  son los esfuerzos de cohesión efectivos en tensión y compresión, respectivamente.

En compresión biaxial, con  $\hat{\hat{\sigma}}_{max} = 0$ , la ecuación 33 se reduce a la bien conocida condición de cedencia de Drucker Prager. El coeficiente  $\alpha$  puede ser determinado desde el esfuerzo de cedencia compresivo equibiaxial y uniaxial inicial,  $\sigma_{b0}$  y  $\sigma_{c0}$ , como:

$$\alpha = \frac{\sigma_{b0} - \sigma_{c0}}{2\sigma_{b0} - \sigma_{c0}} \quad (38)$$

Los valores experimentales típicos de la relación  $\sigma_{b0}/\sigma_{c0}$  para concreto están en el rango de 1.10-1.16, los valores de cedencia de  $\alpha$  entre 0.08 y 0.12 (Lubliner *et al.*, 1989).

El coeficiente  $\gamma$  hace parte de la función de cedencia solo para estados de esfuerzos de compresión triaxial, cuando  $\hat{\hat{\sigma}}_{max} < 0$ . Este coeficiente puede ser determinado mediante la comparación de las condiciones de cedencia a lo largo de los meridianos de tensión y compresión. Por definición, el meridiano de tensión (TM) es

el estado de esfuerzos que satisfaga la condición  $\hat{\sigma}_{max} = \hat{\sigma}_1 > \hat{\sigma}_2 = \hat{\sigma}_3$  y el meridiano de compresión (CM) es el estado de esfuerzos tal que  $\hat{\sigma}_{max} = \hat{\sigma}_1 = \hat{\sigma}_2 > \hat{\sigma}_3$ , donde  $\hat{\sigma}_1$ ,  $\hat{\sigma}_2$  y  $\hat{\sigma}_3$  son los valores del tensor de esfuerzo efectivo. Es fácil demostrar que  $(\hat{\sigma}_{max})_{TM} = \frac{2}{3}\bar{q} - \bar{p}$  y  $(\hat{\sigma}_{max})_{CM} = \frac{1}{3}\bar{q} - \bar{p}$  a lo largo de los meridianos de tensión y compresión, respectivamente. Con  $\hat{\sigma}_{max} < 0$  las condiciones de cedencia correspondientes son:

$$\left(\frac{2}{3}\gamma + 1\right)\bar{q} - (\gamma + 3\alpha)\bar{p} = (1 - \alpha)\bar{\sigma}_c \quad (TM) \quad (39)$$

$$\left(\frac{1}{3}\gamma + 1\right)\bar{q} - (\gamma + 3\alpha)\bar{p} = (1 - \alpha)\bar{\sigma}_c \quad (CM) \quad (40)$$

Sea  $K_c = \bar{q}_{(TM)}/\bar{q}_{(CM)}$  para cualquier valor dado de presión hidrostática  $\bar{p}$  con  $\hat{\sigma}_{max} < 0$ ; entonces:

$$K_c = \frac{\gamma + 3}{2\gamma + 3} \quad (41)$$

El hecho de que  $K_c$  sea constante no parece ser contradicho por la evidencia experimental (Lubliner et al., 1989). Por lo tanto, el coeficiente  $\gamma$  es evaluado como:

$$\gamma = \frac{3(1 - K_c)}{2K_c - 1} \quad (42)$$

Un valor de  $K_c = 2/3$ , el cual es típico para concreto, daría  $\gamma = 3$ .

Si  $\hat{\sigma}_{max} > 0$ , la condición de cedencia a lo largo de los meridianos de tensión y compresión se reduce a:

$$\left(\frac{2}{3}\beta + 1\right)\bar{q} - (\beta + 3\alpha)\bar{p} = (1 - \alpha)\bar{\sigma}_c \quad (TM) \quad (43)$$

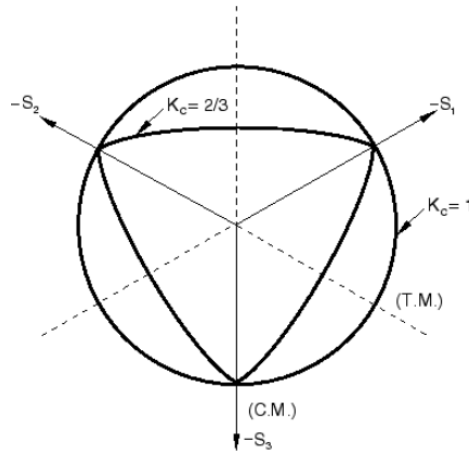
$$\left(\frac{1}{3}\beta + 1\right)\bar{q} - (\beta + 3\alpha)\bar{p} = (1 - \alpha)\bar{\sigma}_c \quad (CM) \quad (44)$$

Sea  $K_t = \bar{q}_{(TM)}/\bar{q}_{(CM)}$  para cualquier valor dado de presión hidrostática  $\bar{p}$  con  $\hat{\sigma}_{max} > 0$ ; entonces:

$$K_t = \frac{\beta + 3}{2\beta + 3} \quad (45)$$

Las superficies típicas de cedencia son mostradas en la Figura 36 en el plano deviatorico y en la Figura 37 para las condiciones *plane stress*.

Figura 36. Superficie de cedencia en el plano deviatorico, correspondiente a diferentes valores de  $K_c$ .



Adaptada de Simulia (2017b).

**2.4.2.4 Flujo plástico.** Gobernado por un potencial de flujo  $G$  de acuerdo a la regla de flujo:

$$\dot{\varepsilon}^{pl} = \dot{\lambda} \frac{\partial G(\bar{\sigma})}{\partial \bar{\sigma}} \quad (46)$$

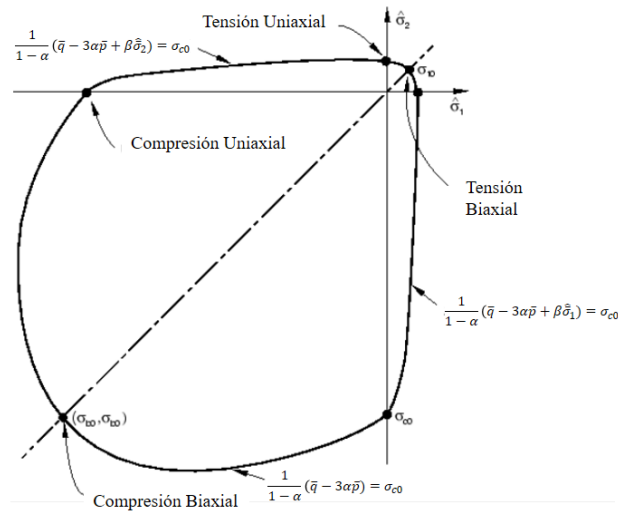
Donde  $\dot{\lambda}$  es el multiplicador plástico no negativo. El potencial plástico es definido en el espacio de esfuerzo efectivo. El modelo utiliza plasticidad no asociada, por lo tanto, requiere la solución de ecuaciones no simétricas.

El modelo de daño plástico asume flujo potencial no asociado (ecuación 46) y, el potencial de flujo  $G$  escogido para este modelo es la función hiperbólica de Drucker-Prager:

$$G = \sqrt{(\epsilon \sigma_{t0} \tan \psi)^2 + \bar{q}^2} - \bar{p} \tan \psi \quad (47)$$

Donde  $\psi$  es el ángulo de dilatación medido en el plano  $p$ - $q$  a alta presión de confinamiento;  $\sigma_{t0}$  es el esfuerzo de tensión uniaxial a falla y  $\epsilon$  es un parámetro, denominado excentricidad, que define la velocidad a la cual la función se aproxima a la asíntota (el potencial de flujo tiende a una línea recta cuando la excentricidad tiende a cero). Este potencial, el cual es continuo y suave, asegura que la dirección de flujo se defina de forma única. La función se aproxima asintóticamente al potencial de flujo lineal de Drucker Prager a altas presiones de confinamiento e intercepta el eje de presión hidrostática a  $90^\circ$ .

Figura 37. Superficie de cedencia en *plane stress*.



Adaptada de Simulia (2017b).

**2.4.3 Método de elementos finitos, MEF.** Típicamente, para problemas de análisis de esfuerzos estructurales, se busca determinar los desplazamientos y esfuerzos en toda la estructura, la cual está en equilibrio y es sujeta a la aplicación de cargas. Para algunas estructuras, es difícil determinar la distribución de la deformación usando métodos convencionales, por lo tanto, MEF se utiliza necesariamente<sup>gg</sup>.

Existen dos enfoques directos generales tradicionalmente asociados con MEF y aplicados a problemas estructurales. Un enfoque, llamado de fuerza o método de flexibilidad, el cual utiliza las fuerzas internas como las incógnitas del problema; donde, las ecuaciones que rigen el proceso se obtienen utilizando en primer lugar las ecuaciones de equilibrio y se adicionan ecuaciones necesarias introduciendo ecuaciones de compatibilidad. El resultado es un conjunto de ecuaciones algebraicas para determinar las fuerzas desconocidas<sup>hh</sup>.

El segundo enfoque, llamado de desplazamiento o método de rigidez, asume los desplazamientos de los nodos como las incógnitas del problema. Por ejemplo, las condiciones de compatibilidad que requieren que los elementos conectados en un nodo común, a lo largo de un borde común, o sobre una superficie común antes de la carga permanezcan conectados en ese nodo, borde o superficie después de que se produzca la deformación se satisfacen inicialmente. De manera que las ecuaciones que gobiernan el proceso se expresan en términos de desplazamientos nodales usando las ecuaciones de equilibrio y una ley aplicable que relaciona las fuerzas con los desplazamientos<sup>ii</sup>.

Estos dos enfoques resultan en diferentes incógnitas (fuerzas o desplazamientos) en el análisis y diferentes matrices asociadas con sus formulaciones (flexibilidades o rigidez). Se ha demostrado<sup>jj</sup> que, para fines computacionales, el método de

---

<sup>gg</sup> LOGAN, D.L. A First Course in the Finite Element Method. Fourth Edition. Universidad of Wilconsin-Platteville. Nelson, a division of Thomson Canada Limited, 2007. 836p. ISBN: 0-534-55298-6.

<sup>hh</sup> Ibid., p.25.

<sup>ii</sup> Ibid., p.25.

<sup>jj</sup> Ibid., p.25.

desplazamiento o rigidez es más deseable porque su formulación es más simple para la mayoría de los problemas de análisis estructural. Además, la gran mayoría de los programas de elementos finitos de uso general han incorporado la formulación de desplazamiento para resolver problemas estructurales, como es el caso del software comercial Abaqus FE. Por lo tanto, el segundo enfoque es el trabajado en la presente investigación.

MEF tiene tres características importantes (Reddy, 2004): (1) Divide toda la estructura o dominio en partes, llamadas elementos finitos. (2) Sobre cada elemento representativo, desarrolla relaciones entre las variables secundarias y primarias (e.g. fuerzas y desplazamientos, calor y temperatura, y así sucesivamente) y por último (3) ensambla los elementos, es decir, combina las relaciones de todos los elementos, para obtener las relaciones entre las variables secundarias y primarias del sistema.

Para solucionar los modelos planteados, se utiliza un procedimiento explícito de elementos finitos dinámico de Abaqus/Explicit (Busetti, 2012b), cuya técnica explícita es popular para resolver una amplia gama de problemas dinámicos no lineales; esta técnica resuelve incrementalmente el comportamiento físico transitorio del problema y está diseñada para manejar inestabilidad local extrema. Por lo tanto, resulta bien adaptada para simular la propagación transitoria de daño, así como, la morfología de fracturas extremas.

La técnica explícita aplicada en Abaqus (Reddy, 2014; Simulia, 2017b) considera una ecuación diferencial (ecuación 48 mostrada en 1-D) para encontrar una solución discretizada aproximada para el desplazamiento  $u(x)$ .

$$-d/d_x (a[d_u/d_x]) + c_u - f = 0 \text{ para } 0 < x < L \quad (48)$$

La ecuación 48 es simplemente la ley de Hooke en forma diferencial, donde  $f$  es el vector de fuerzas externas;  $a = a(x)$  refleja las propiedades del material (e.g.,  $a = EA$ , módulo de Young x área);  $c = c(x)$  es una variable ambiental, por ejemplo, una

restricción de penalización; y  $\varepsilon = d_u/d_x$ . Una serie de operaciones matemáticas permiten que la ecuación 48 sea expresada en una forma algebraica en términos de coeficientes de matriz (Buseti *et al.*, 2012b):

$$Ku - F = 0 \quad (49)$$

El coeficiente  $K$  hace referencia a la matriz de rigidez,  $u$  es el vector de desplazamiento y  $F$  es el vector de fuerza externa. El  $K$  global contiene las propiedades del material y las funciones de forma (lineal o cuadrática) ensambladas sobre toda la malla. La técnica de elementos finitos implícita (e.g., Abaqus/Standard) formula la matriz de rigidez  $K_{ij}^e$  de 3x3 para cada elemento y ensambla la matriz global  $K$ , la cual se invierte para encontrar los valores de desplazamiento nodal,  $u$ . Para problemas no lineales, el cálculo debe dividirse en muchos incrementos de tiempos de solución, y cada incremento puede tomar varias iteraciones con el fin de converger en una solución estable. Si se observan grandes cambios en las propiedades del material, numerosos contactos evolutivos o deformación extrema, puede ser imposible lograr la convergencia. Alternativamente, el procedimiento explícito soluciona la ecuación 48 usando incrementos de tiempo físicos suficientemente pequeños de elemento en elemento y, consecuentemente, no requiere la inversión completa de la matriz ni convergencia iterativa. El procedimiento se basa en la integración de las ecuaciones de movimiento ( $F = m \times a$ , donde  $F$  = Fuerza,  $m$  = masa y  $a$  = aceleración) considerando así los efectos dinámicos, lo que permite la modificación de la ecuación 49 (Buseti *et al.*, 2012b):

$$M\ddot{u} + Ku - F = 0 \quad (50)$$

Donde  $M$  es la matriz másica diagonal y  $\ddot{u}$  es el vector aceleración. El tamaño del incremento de tiempo estable es determinado por la dimensión del elemento característico,  $L_e$ , y la menor velocidad de dilatación de la onda del material,  $c_d$ , para todos los elementos de la malla.

$$\Delta t = \min(L_e/c_d) \quad (51)$$

$$c_d = ([\lambda + 2\mu]/\rho)^{1/2} \quad (52)$$

Donde  $\lambda$  y  $\mu$  son las constantes efectivas de Lamé y  $\rho$  es la densidad del material. En resumen, los elementos pequeños, una rigidez del material alta, una densidad del material baja y grandes cargas aplicadas reducen la estabilidad numérica, disminuyen el incremento de tiempo y aumentan el tiempo de cálculo o computo. Las ecuaciones de movimiento son solucionadas usando un esquema de integración de tiempo, donde  $i$  es el incremento de tiempo:

$$\int_{t_i}^{t_{i+1}} F(t)dt = ([1 - \theta]F_i + \theta F_{i+1})\Delta t \quad (53)$$

Abaqus/Explicit utiliza una regla de diferencia central (el parámetro de incremento de tiempo medio  $\theta = 1/2$ ), de manera que las ecuaciones de movimiento se convierten en:

$$u^{(i+1)} = u^{(i)} + \Delta t^{(i+1)}\dot{u}^{(i+1/2)} \quad (54)$$

$$\dot{u}^{(i+1/2)} = \dot{u}^{(i-1/2)} + 1/2 (\Delta t^{(i+1)} + \Delta t^{(i)})\ddot{u}^{(i)} \quad (55)$$

$$\ddot{u}^{(i)} = M^{-1}(F^{(i)} - Ku^{(i)}) \quad (56)$$

La solución para cada incremento se logra utilizando  $u^{(i)}$  y  $\dot{u}^i$  en el estado del incremento anterior para invertir la matriz másica diagonal en la ecuación 56 en el comienzo del incremento posterior para calcular la aceleración  $\ddot{u}^{i+1}$ . La doble integración da las variables de desplazamiento primario en los nodos de cada elemento para el incremento de tiempo actual. El post procesador de Abaqus utiliza los desplazamientos nodales para calcular las variables secundarias, es decir, el esfuerzo y la deformación, en un solo punto de integración en cada elemento. Las funciones de forma interpolan los valores dentro de cada elemento. Obsérvese que en el modelo utilizado para el material de daño elasto-plástico, el parámetro  $\alpha$  en la



ecuación 48 es una función que varía espacialmente y evoluciona con el tiempo dependiendo de la deformación plástica, tal que  $K = f(u_{ij}[t], \varepsilon^p[t])$ . Basándose en la deformación plástica en cada incremento, los parámetros de daño en tensión y compresión se calculan y se utilizan para actualizar la rigidez del material y la forma de la superficie de cedencia para cada elemento.

## 2.5 INTERACCIONES FH-FN

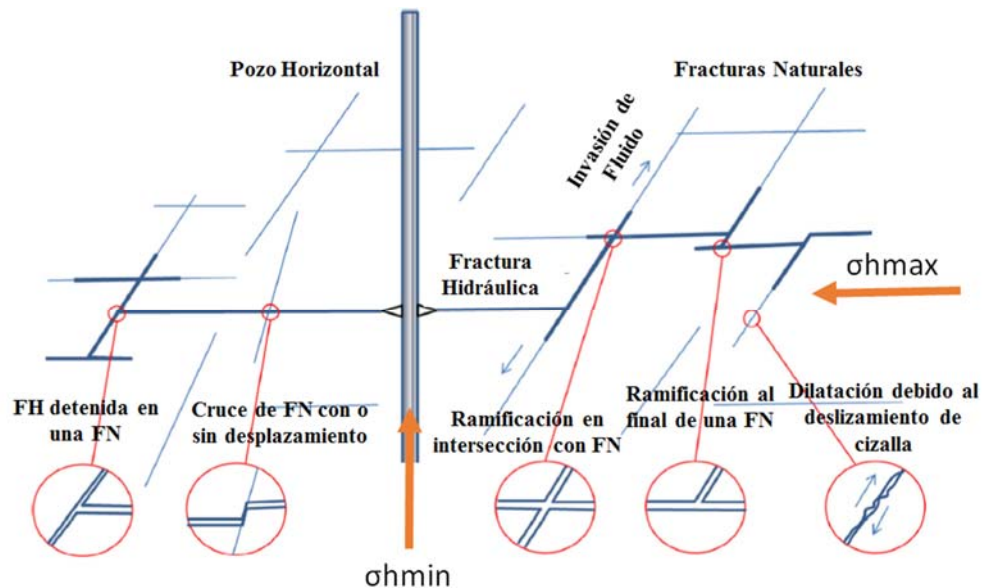
Weng (2015) afirma que para la propagación de una fractura hidráulica en una formación que contiene fracturas naturales preexistentes o planos débiles mecánicamente relacionados con la matriz de la roca, la interacción entre una FH y una FN podría causar pérdida de fluido en la FN, dilatación de la misma, ya sea por tensión o corte e incluso ramificación o alteración de la trayectoria, permitiendo fracturas complejas.

La Figura 38 representa una red de fracturas hidráulicas creadas cuando se bombea fluido fracturante en un pozo horizontal y muestra los escenarios de interacción entre FH y FN más representativos que pueden conducir a la ramificación de la fractura y a un mayor grado de complejidad en el sistema. En ella es posible identificar el esquema de una FH detenida en una FN, debido a que el esfuerzo de tracción en la punta de la FH no se transmite al lado opuesto de la interface con la FN para causar que la roca falle por tensión. El cruce de una FN con desplazamiento es un fenómeno observado frecuentemente en laboratorio, típicamente es del orden de unas pulgadas y es creado debido a una separación de la interface, localizada en el punto donde una FH intercepta con una FN. La ramificación en la intersección con FN se da una vez la presión del fluido excede el esfuerzo de cierre en la FN, la cual se abre en tensión y llega a ser parte de la red de FH. El fenómeno de ramificación al final de una FN es apreciable cuando las FH siguen el camino de una FN hasta su final y no hay un plano de debilidad para que el fluido siga

separando la formación. Por último, puede presentarse deslizamiento por cizalla a lo largo de las FN como consecuencia de que la presión del fluido permanece por debajo de su esfuerzo de corte y la interface de la fractura no se separa en tensión, pero podría fallar por corte causando dilatación y mejoramiento de la permeabilidad.

Varios autores han proporcionado ecuaciones analíticas y soluciones numéricas para predecir la interacción entre una fractura natural y una fractura hidráulica (Potluri *et al*, 2005). Blanton (1986) y Warpinski & Teufel (1987) derivaron criterios de interacción de fracturas relacionando el diferencial de esfuerzos y el ángulo de aproximación. Renshaw & Pollard (1995) proporcionaron un criterio de cruce a través de interfaces no adheridas.

Figura 38. Vista de una red de fracturas hidráulicas inducidas que representa varios escenarios de interacción con FN.



Adaptado de Weng (2015).

Siguiendo el criterio propuesto por Warpinski & Teufel (1987) y teniendo en cuenta que cuando la FH intercepta una FN su punta es embotada y la propagación de la

fractura se detiene al menos momentáneamente; la presión en la intersección justo cuando la punta es embotada o mitigada es dada por la ecuación 57. Definiendo la presión en la intersección de la FH con la FN, como  $p_i(t)$ , con  $t=0$  el momento en el que la FH alcanza la FN, se considerarán todas las interacciones posibles entre la FH y la FN (Potluri *et al.*, 2005).

$$p = \sigma_3 + p_\sigma \quad (57)$$

- $p_i(0) > \sigma_n$ . Si la presión en la FH propagándose es mayor que el esfuerzo normal en la FN (Figura 39), la FN se dilatará inmediatamente. Si esta condición se cumple o no, depende de las magnitudes del tratamiento de sobrepresión ( $p_\sigma$ ) en la propagación de la fractura, el contraste de esfuerzos ( $\sigma_1 - \sigma_3$ ) y el ángulo de interacción ( $\theta$ ), dada por la ecuación 58.

$$p_\sigma > \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)(1 - \cos 2\theta)}{2} \quad (58)$$

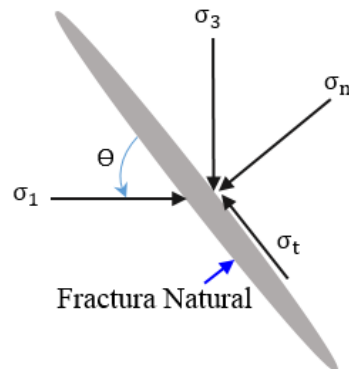
Cuando la FN se abre, el *leakoff* dentro de la fractura aumentará al igual que la presión neta después de un período de tiempo. Como la presión en la FN aumenta, tres posibles modos de crecimiento de fractura son posibles:

- a) La presión en el punto de intersección excede la presión necesaria para iniciar una fractura a lo largo de la dirección de propagación original de la FH (), es decir,

$$p_i(t) > \sigma_3 + T_{0,i} \quad (59)$$

Donde  $T_{0,i}$  es la resistencia de la roca en la en la cara de la FN opuesta a la FH amortiguada. Para que este modo de crecimiento de fractura ocurra, debe ser fácil para la roca romperse en la pared opuesta de la FN para comenzar a propagarse desde uno de los lados de la FN.

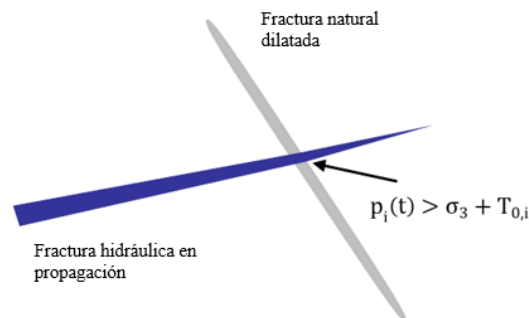
Figura 39. Resolución de esfuerzos en el plano de la fractura natural.



Adaptada de Potluri *et al.* (2005).

- b) La presión en uno de los extremos de la FN excede la presión neta requerida para comenzar la propagación desde la punta de la FN (Figura 41).

Figura 40. FH que cruza una FN.



Adaptada de Potluri *et al.* (2005).

Suponiendo que la extensión de la fractura inicialmente será en la dirección de la FN, esto ocurre cuando:

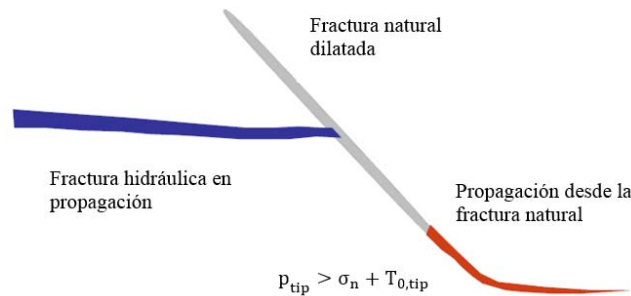
$$p_i(t) > \sigma_n + T_{0,tip} + \Delta p_{nf} \quad (60)$$

Donde  $T_{0,tip}$  es la resistencia de la fractura en la punta de la FN y  $\Delta p_{nf}$  es la caída de presión en la FN entre el punto de intersección y la punta de la fractura más cercana. Un requisito adicional para este modo de propagación de fractura es que, para ocurrir, la resistencia de la fractura debe ser suficientemente menor que la resistencia en el punto de intersección para superar la caída de presión en la FN y mucho mayor que el esfuerzo normal. En otras palabras, para que la propagación de la fractura comience desde la punta de la FN, este debe ser un punto débil en la roca que cumpla el criterio:

$$T_{0,tip} < T_{0,i} - (\sigma_n - \sigma_3) - \Delta p_{nf} \quad (61)$$

De lo contrario la fractura iniciará opuesta a la fractura embotada.

Figura 41. Propagación de la FH desde la punta de la FN.



Adaptada de Potluri *et al.* (2005).

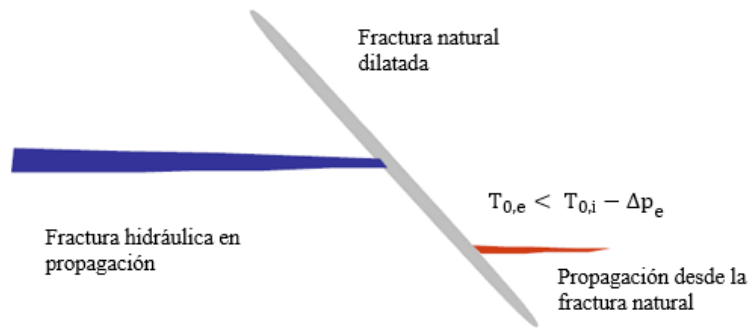
c) La presión en algún lugar en la FN es suficientemente alta para superar la resistencia de la fractura local y romperse desde la FN en algún lugar entre el punto de intersección y la punta de la FN (Figura 42).

Para que este modo de propagación ocurra, existen defectos locales en la superficie de la FN, de manera que la presión en la posición “1” a lo largo de la FN es suficientemente alta para iniciar una FH en este punto. Esto significa que:

$$T_{0,i} < T_{0,i} - \Delta p_1 \quad (62)$$

Donde  $\Delta p_1$  es la caída de presión en la FN entre el punto de intersección y la posición “I”. Adicionalmente, la caída de presión en la punta de la FN debe estar por debajo de la presión necesaria para propagar la fractura en ese punto.

Figura 42. FH propagándose desde un punto débil a lo largo de la FN.



Adaptada de Potluri *et al.* (2005).

- $p_i(0) < \sigma_n$ . Si la presión en la fractura esta inicialmente por debajo del esfuerzo normal actuando en la FN, la dilatación de la FN no ocurrirá. Si la resistencia de la fractura en el punto de intersección,  $T_{0,i}$  es la misma que la sobrepresión del tratamiento, la fractura continuará propagándose sin ser afectada por la FN. Sin embargo, si la resistencia de la fractura es más alta debido a la discontinuidad en la FN, la fractura será detenida, al menos momentáneamente, hasta que la fractura rompa al otro lado de la FN o la FN comience a dilatarse. La ocurrencia de estos eventos depende de las magnitudes relativas de la resistencia de la fractura y el esfuerzo normal. De modo que:

$$T_{0,i} > \sigma_n - \sigma_3 \quad (63)$$

La FN se hinchará cuando  $p_i(t)$  exceda a  $\sigma_n$ , pero sí:

$$T_{0,i} < \sigma_n - \sigma_3 \quad (64)$$

La fractura se propagará desde el punto de intersección cuando:

$$p_i(t) > \sigma_3 + T_{0,i} \quad (65)$$

## 2.6 MODELOS NUMÉRICOS PARA EVALUAR INTERACCIONES FH Y FN

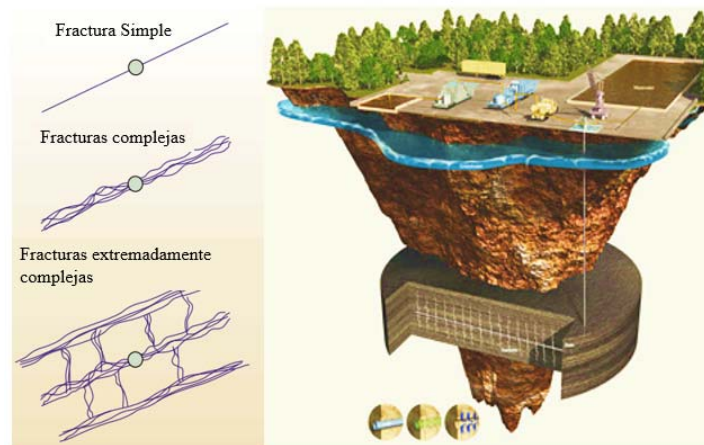
La intersección de FH con FN resulta en la formación de redes de fracturas complejas, incluyendo fracturas no-planares o fracturas multi-trenzadas (Figura 43). Por una parte, la apertura de estas FN mejora la productividad de la formación y por el otro, su coalescencia en una FH hace los análisis de presión y predicción del crecimiento de fractura muy complicados (Taleghani *et al*, 2016).

En los últimos años se han logrado avances significativos en el desarrollo de modelos de fracturas complejas para abordar las necesidades de herramientas de diseño más adecuadas para los yacimientos con presencia de FN<sup>kk</sup>. Sin embargo, algunos aspectos de ese complejo proceso de fracturamiento no están totalmente comprendidos, en términos de su impacto o importancia para la creación de la geometría de fractura total.

---

<sup>kk</sup> WENG, X. Modeling of Complex Hydraulic Fractures in Naturally Fractured Formation. En Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2015, p.115.

Figura 43. Fracturas hidráulicas.



Adaptado de Dozier *et al.* (2004).

Algunos retos en el modelado numérico de fracturas hidráulicas complejas comprenden diferentes escalas en el sistema FH-FN. Weng<sup>II</sup> manifiesta que la mecánica que controla varios comportamientos en el punto de intersección de la fractura es un fenómeno mucho más localizado y, para solucionar el problema numéricamente se requiere de una malla muy fina capaz de calcular adecuadamente los esfuerzos locales, los desplazamientos y capturar el comportamiento correcto. Por otro lado, la red de fracturas hidráulicas total es de una escala mucho mayor, del orden de cientos a unos pocos de miles de pies. Algunos de los esfuerzos en modelado se han enfocado sólo en un aspecto, ya sea investigando sobre problemas de intersección de fracturas para un mejor entendimiento del fenómeno de cruce, o analizando flujo de fluidos en una red de fracturas a gran escala con un patrón de red de fracturas definido.

Para afrontar estos retos, se han desarrollado modelos de fracturas hidráulicas o se han adaptado modelos geomecánicos existentes, para simular redes de fracturas

---

<sup>II</sup> Ibid., p.117.



complejas inducidas por un tratamiento de fracturamiento hidráulico en un yacimiento no convencional (Dershowitz *et al.*, 2010; Meyer, 2011; Nagel *et al.*, 2011; Fu *et al.*, 2011; McClure, 2012; Savitski *et al.*, 2013; Wu & Olson, 2013; Xu & Wong, 2013; Shin & Sharma, 2014; Guo *et al.*, 2015). La simulación de este proceso requiere consideraciones apropiadas de los elementos físicos claves que gobiernan el comportamiento y que son importantes para la producción del yacimiento, deformación de la roca, propagación de la fractura, flujo de fluidos en redes de fracturas complejas, interacción entre las fracturas hidráulicas y las fracturas naturales, interacción entre diferentes FH, crecimiento de la altura de la fractura y transporte de propante en la red de fracturas. Aunque una simulación completa y rigurosa de todos estos aspectos es técnicamente muy desafiante y la mayoría de los modelos tienen suposiciones simplificadas, es importante que capturen la mayoría de los elementos esenciales de modo que la simulación represente razonablemente el proceso real.

Algunos modelos de fracturas complejas están aún evolucionando y son aplicables sólo bajo condiciones limitadas donde las suposiciones del modelo son válidas o les hace falta elementos importantes para simular totalmente el proceso de fracturamiento<sup>mm</sup>.

Los últimos avances en simulación geomecánica de la interacción de FH y FN han sido liderados por Chen (2012, 2013), Shin & Sharma (2014) y Guo *et al.* (2015). Los modelos de este tipo están basados en métodos de elementos finitos, los cuales solucionan las ecuaciones que gobiernan la deformación y los esfuerzos de un medio poroelástico o poroplástico<sup>nn</sup>.

Entre estos modelos se destaca el realizado por Chen (2012), en el cual se utiliza un código de modelado de elementos finitos estándar en el software Abaqus, para simular la deformación de la roca e incorporar cálculos de flujo de fluidos dentro de

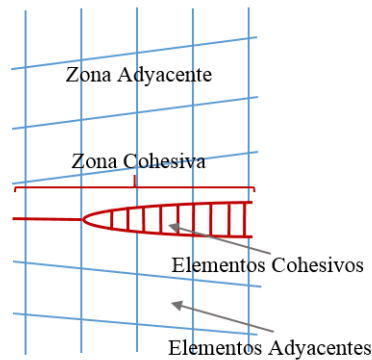
---

<sup>mm</sup> Weng. Op. Cit., p.122.

<sup>nn</sup> Weng. Op. Cit., p.125.

las fracturas, haciendo uso de una zona cohesiva y elementos adyacentes con una discretización fina del volumen de control, utilizando un esquema como el representado en la Figura 44. De manera similar, Shin & Sharma (2014) también usaron Abaqus para modelar el yacimiento como un medio poroelástico junto a planos de fractura representados por elementos cohesivos de presión de poro, con el fin de simular el inicio y propagación de múltiples fracturas paralelas. Ambos trabajos restringidos por el uso de elementos cohesivos que predefinen la dirección de propagación de las fracturas en el medio, alejando de la realidad el comportamiento representado mediante estos modelos.

Figura 44. Elementos de cohesión y elementos vecinos.



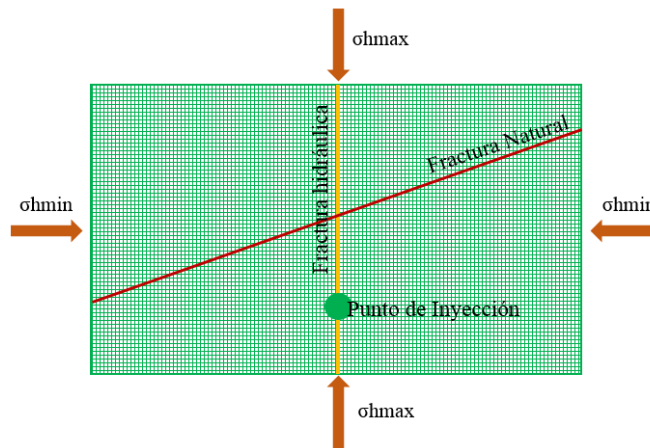
Adaptada de Chen (2012).

Guo *et al.* (2015) presenta un modelo basado en el método de zona cohesiva para simular la interacción entre FH y FN. El inicio y propagación del sistema es simulado para estudiar su proceso de intersección teniendo en cuenta el efecto de los esfuerzos in-situ y el ángulo de aproximación entre FH y FN. Los elementos cohesivos utilizados en este tipo de estudios modelan la carga, el inicio de daño y la propagación del mismo lo que conduce a una eventual falla en la interface cohesionada como puede observarse en la Figura 45, estos deben ser utilizados en áreas del modelo donde se espera el desarrollo de fracturas lo que condiciona o

predefine su propagación<sup>oo</sup>, haciendo su estudio limitado a cierto número de casos donde la fractura se comportaría de determinada manera y no se propagaría bajo otros escenarios.

A continuación, se revisan las diferentes teorías de mecánica de fractura (Taleghani *et al*, 2016) usadas para la propagación de las mismas y se describen las ventajas y desventajas de cada método.

Figura 45. Ilustración del modelo de intersección FH-FN.



Adaptado de Guo *et al.* (2015).

**2.6.1 Enfoque LEFM.** La mecánica de la fractura elástica lineal (LEFM) es establecida inicialmente después del trabajo para láminas agrietadas (materiales frágiles) realizado por Griffith en 1921. La propagación de la fractura en LEFM está en función de los factores de intensidad de esfuerzos de apertura y corte ( $K_I$  y  $K_{II}$ , respectivamente), los cuales son medidas de la concentración de esfuerzos en la punta de la fractura. Los dos factores de intensidad de esfuerzos son combinados en el criterio de propagación de fractura de velocidad de liberación de energía usado en esa investigación. La velocidad de liberación de energía,  $G$ , está relacionada con

<sup>oo</sup> ABAQUS. “Abaqus 6.11, Cohesive Elements” [en línea]. En: Abaqus Analysis User’s Manual, 2015 [fecha de consulta: 24 de octubre de 2015]. Disponible en < <http://abaqus.ethz.ch:2080/v6.11/books/usb/default.htm> >

los factores de intensidad de esfuerzos a través de la relación de Irwin, expresada como:

$$G = \frac{(K_I^2 + K_{II}^2)}{E^*} \quad (66)$$

Donde  $E^* = E$  para el plano de esfuerzos ( $E$  es el módulo de Young) y  $E^* = E/(1 - \nu^2)$  para el plano de deformación (donde  $\nu$  es la relación de Poisson). Si la velocidad de liberación de energía es más alta que un valor crítico  $G_C$ , la fractura se propaga críticamente.

Los análisis de propagación de fracturas en modelos LEFM requieren la evaluación de parámetros como la velocidad de liberación de energía y el factor de intensidad de esfuerzos (SIF, por sus siglas en inglés) para determinar la longitud y orientación de la propagación. El principal desafío en este tipo de método es el tiempo necesario para los cálculos SIF y la inestabilidad numérica en las intersecciones de las fracturas.

**2.6.2 Modelos cohesivos.** Extensos estudios de laboratorio han mostrado que la inherente naturaleza no lineal de las fracturas interfaciales en materiales granulares puede ser descrita de una mejor manera mediante modelos de zonas cohesivas. Estos modelos asumen la existencia de una zona de fractura caracterizada por fuerzas cohesivas existentes cerca a la punta de la fractura. La superficie predefinida está compuesta por elementos que soportan la zona cohesiva de tracción-apertura de la roca y la FH crece a lo largo de esta superficie. La zona del proceso de la fractura (zona cohesiva intacta) es definida dentro de las superficies de separación donde las tracciones de la superficie son distintas a cero.

La falla puede ser presentada en tres etapas usando un enfoque cohesivo: (i) Criterio de inicio de fractura, (ii) Ley de evolución de fractura y (iii) escogencia de

elementos de eliminación o remoción una vez se alcance un estado de daño completo. El criterio de inicio de fractura hace referencia al comienzo de la degradación, debido a los esfuerzos y/o deformaciones que satisfacen cierto criterio de inicio de daño. La ley de evolución de fractura es usualmente considerada cuando el factor de intensidad de esfuerzo en la punta de la fractura en propagación excede la resistencia de la roca y, su principal desafío en el uso de modelos cohesivos es escoger o aumentar la precisión relacionada con la medición de los parámetros cohesivos en laboratorio.

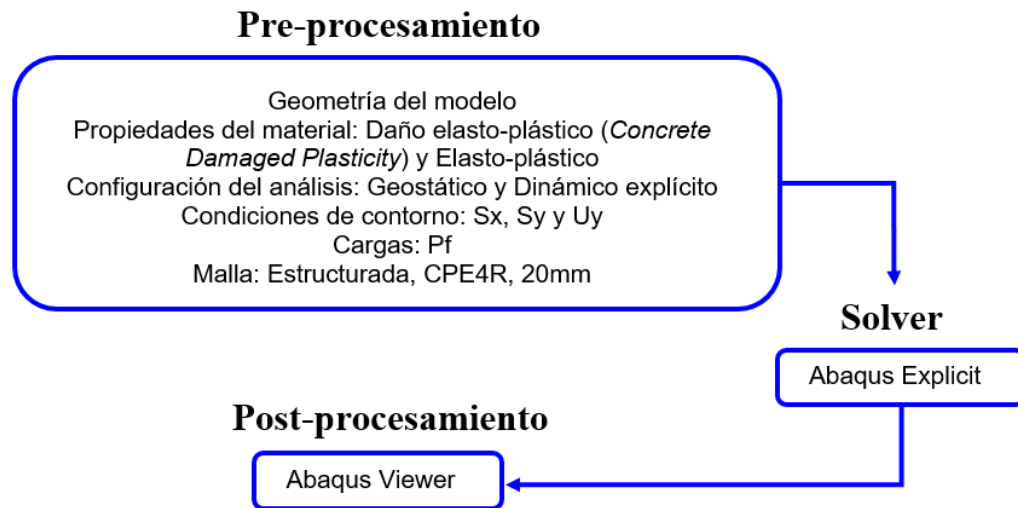
**2.6.3 Enfoque de mecánica de daño continuo.** La mecánica de daño (CDM) es un campo relativamente nuevo para el estudio del comportamiento y la confiabilidad de materiales debilitados por numerosas micro fracturas distribuidas de forma aleatoria con diferente tamaño y orientación. Esencialmente, los modelos de daño continuo van un paso adelante y consideran el efecto de los defectos de la matriz rocosa en sus propiedades de fracturamiento. El inicio y propagación de los micro-defectos (micro-fracturas y micro-espacios), son la principal razón para la deformación no-lineal y la falla de los materiales granulares frágiles como rocas, concreto y cerámicas. En el caso de rocas porosas, el daño relacionado con deformación irreversible puede desarrollarse debido a la apertura después de la descarga, lo cual puede afectar la conductividad hidráulica de la roca.

Una de las ventajas del CDM es la fácil incorporación de las propiedades anisotrópicas dentro del análisis, considerando el hecho de que los *shales* y en general los yacimientos naturalmente fracturados casi siempre muestran un comportamiento mecánico y petrofísico anisotrópico.

### 3. METODOLOGÍA APLICADA

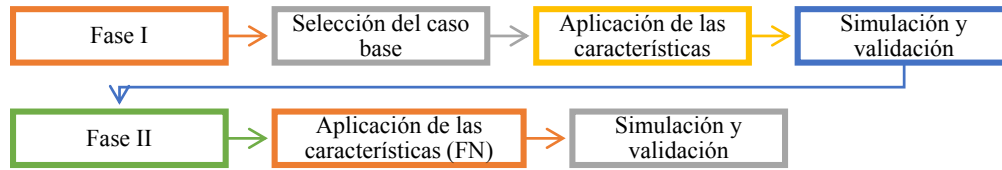
Cualquier análisis usando el software comercial Abaqus involucra tres procedimientos principales: Preprocesamiento, la resolución (solver) y post-procesamiento (Figura 46), aplicable a problemas tanto bidimensionales o tridimensionales.

Figura 46. Procedimiento general para resolver la aplicación a fracturamiento hidráulico.



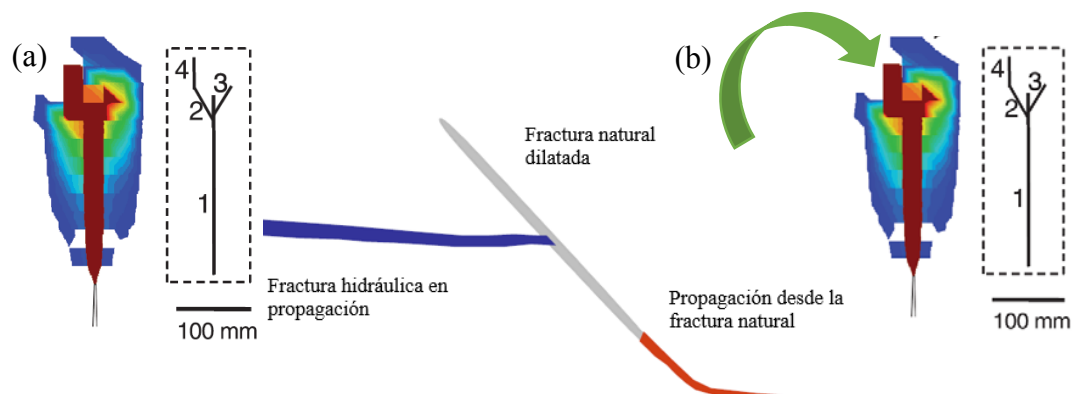
El proceso de simulación se divide en dos fases (Figura 48), la primera corresponde a la propagación de la fractura hidráulica en un medio sin la presencia de fracturas naturales (Figura 48a) y la segunda, a la propagación de una FH en presencia de una FN (Figura 48b) con el fin de evaluar su interacción y geometría final.

Figura 47. Fases del proceso de simulación.



Para la etapa de fracturamiento hidráulico se toma como base conceptual el trabajo realizado por Busetti a partir del 2009, enfocado en el daño y la deformación plástica de las rocas de yacimiento. Partiendo del hecho de que las simulaciones predicen fracturas simples a través de modelos de fracturamiento hidráulico básicos y para un rango limitado de condiciones, Busetti *et al.* (2012a) propone que el estudio realizado puede ser aplicado a yacimientos en los cuales el proceso de fractura es mejor explicado como una red compleja o de múltiples fisuras, razón por la cual es utilizado para el modelado de la interacción de FH y FN, como se desarrolla a continuación.

Figura 48. Ejemplo del esquema general. (a) Fase I. (b) Fase II.



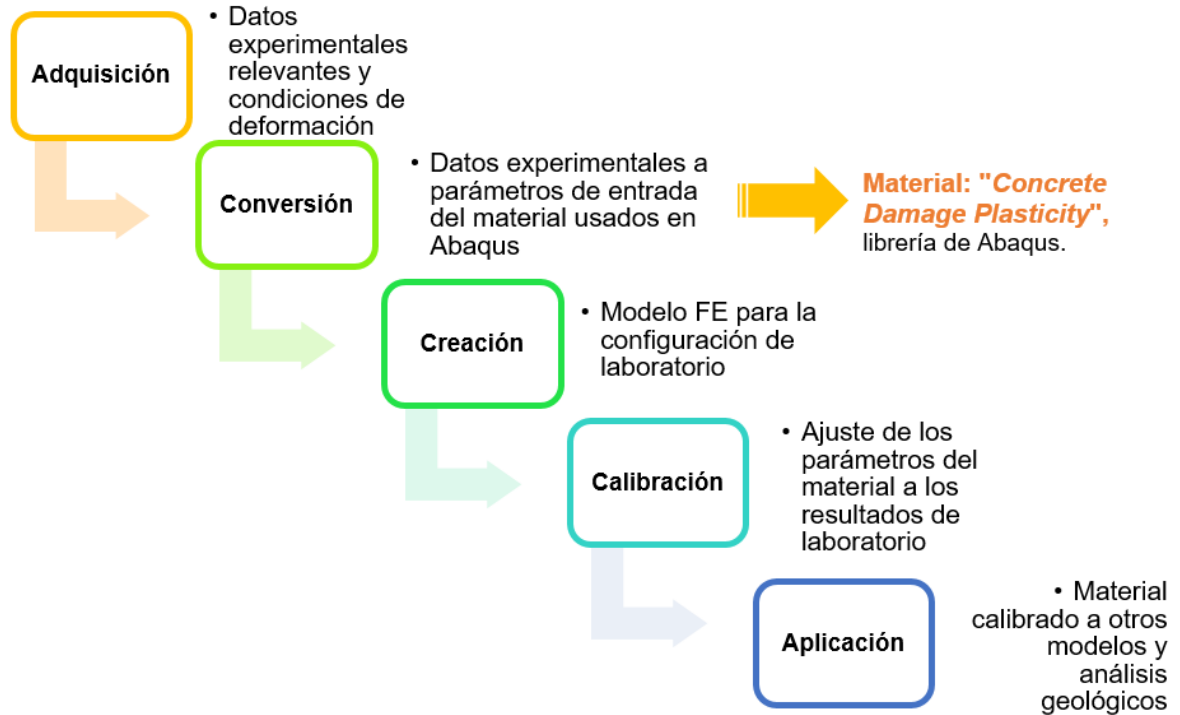
Adaptado de Busetti *et al.* (2012b) y Potluri *et al.* (2005).

Busetti *et al.* (2012a) utiliza un enfoque para adaptar los datos de mecánica de rocas al modelo de daño de elementos finitos (Figura 49) y de esta manera generar el *input* (sección 2.4) del material *Concrete Damaged Plasticity* disponible en la librería de Abaqus. Utilizando los datos calibrados de este material, se aplican al modelo de interacción FH-FN planteado.

Utilizando algunos de los escenarios modelados para fracturamiento hidráulico de la investigación de Busetti *et al.* (2012a) se procede a simular la propagación de la FH, pero ahora en presencia de FN en el medio. El procedimiento general (Figura 46) para la aplicación al estudio de la interacción, incluye, una geometría con presencia de FN, cuyo espesor sería de 0.5 mm (10 veces mayor al documentado por Taleghani *et al.*, 2013), tomando en consideración que las fracturas naturales son comunes en formaciones como *Barnett Shale* y que tienen aberturas estrechas de menos de 0.05 mm y están generalmente selladas por calcita (Taleghani *et al.*, 2013). Para los casos simulados se consideran fracturas abiertas y totalmente mineralizadas, en otras palabras, caracterizadas por no presentar material diagenético en el espacio entre las paredes de las fracturas, por tal razón no se encuentran cementadas y en consecuencia no contienen ningún tipo de mineralización secundaria, en comparación con las totalmente mineralizadas. Los modelos simulados son validados utilizando resultados experimentales publicados en la literatura y tienen en cuenta configuraciones para estudiar el efecto de las FN en el estado de esfuerzos inicial, su influencia en la longitud de la FH, la afectación generada por características como orientación y longitud y diferencial de esfuerzos.



Figura 49. Enfoque para adaptar los datos de mecánica de rocas al modelo de daño de elementos finitos en Abaqus.



Adaptado de Buseti *et al.* (2012a).

### 3.1 CONFIGURACIÓN DEL MODELO

Las simulaciones realizadas utilizan elementos finitos y la reología desarrollada por Buseti *et al.* (2012a) para modelar fracturamiento por daño (*Damage Fracturing*). Usando esta reología y una técnica de solución dinámica (debido a que un esquema de daño estático o no degradado arrojaría resultados no físicos, ya que los mecanismos para daño y la magnitud de su interacción son fenómenos transitorios) se investigará el efecto de algunas de las variables estudiadas en el capítulo I y las interacciones entre FH y FN.

El modelo es para la propagación vertical de un segmento de FH dentro de una formación situada lejos de los efectos del pozo<sup>pp</sup>. La capa tiene 2300 mm (7.5 ft) de alto y una reología de daño elasto-plástica, además contiene una fractura vertical inicial de 300 mm (1 ft) de alto. El fracturamiento simulado es sensitivo al estado de esfuerzos y genera patrones de fracturamiento que van desde fracturas rectas simples hasta redes complejas.

Tradicionalmente, las fracturas por corte y tensión son definidas por el estado de esfuerzos en la superficie de la fractura comenzando con los trabajos de Coulomb (1773) y Griffith (1921). Por lo tanto, la aplicación de un criterio de falla relevante, por ejemplo, criterio de Mohr Coulomb, analíticamente predice la orientación de una fractura idealizada con respecto a un tensor de esfuerzos dado. Las fracturas por daño son diferentes, su inicio y propagación dependen de los campos de esfuerzo y deformación y están controladas por varios parámetros no lineales y parcialmente independientes, por ejemplo, deformación volumétrica, esfuerzos de tensión e historia de carga y deformación<sup>qq</sup>.

El análisis de la propagación de la fractura hidráulica se realiza en un modelo de dos dimensiones (2D) con las siguientes características: La roca en estudio tiene una reología de daño elasto-plástica que se aproxima al esfuerzo, deformación finita y falla frágil observada experimentalmente en *Berea Sandstone*<sup>rr</sup>; la propagación de la fractura es determinada por el estado de daño local de la roca y, como consecuencia, la falla o fractura puede ser simulada independientemente del proceso en la punta de la fisura (la falla macroscópica obedece al proceso de fracturamiento por daño<sup>ss</sup>) y por último, la propagación transitoria de la fractura y la

---

<sup>pp</sup> BUSETTI, S.; MISH, K. & RECHES, Z. Damage and Plastic Deformation of Reservoir Rocks: Part 1. Damage Fracturing. En American Association of Petroleum Geologists, AAPG Bulletin, 2012a. Vol. 96, 1687-1709p.

<sup>qq</sup> Ibid., p.1705.

<sup>rr</sup> Ibid., p.1696.

<sup>ss</sup> Ibid., p.1687.

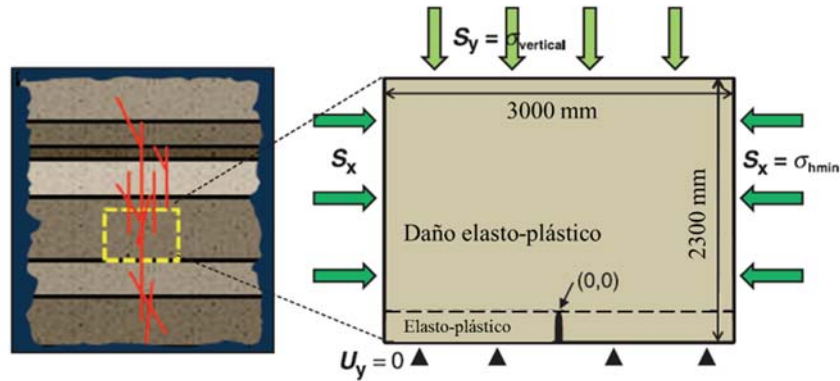
detención, ruptura, ramificación y segmentación asociadas son investigadas a través del uso de soluciones FE dinámicas (Busetti *et al.*, 2012b).

Estas características son aplicadas a través de un código de elementos finitos (FE) en Abaqus que incorpora comportamiento constitutivo no lineal, deformación finita y deformación dependiente del tiempo. Para modelar el crecimiento de la fractura se utiliza un método de solución explícito (Simulia, 2017a) que maneja deformación finita, permite simulaciones más allá de la falla frágil y la investigación de la respuesta dinámica de la fractura. La configuración del modelo es la misma utilizada en los trabajos de Busetti (2009) y Busetti *et al.* (2012b). El modelo obedece a un *plane-strain* 2D de dos capas con dimensiones de 3000 mm (10 ft) de ancho y 2300 mm (7.5 ft) de alto (Figura 50). La capa inferior tiene una reología elasto-plástica de 300 mm (1 ft) de espesor y ya se encuentra fracturada por una fractura vertical (FV) de 300 mm de alto (1 ft) con un ancho de 0.5 mm (0.0016 ft) en la punta y 5 mm (0.016 ft) en la base del modelo.

La capa superior tiene una reología de daño elasto-plástica que fue derivada del modelo *Concrete Damaged Plasticity* de Abaqus y calibrada con datos experimentales para *Berea Sandstone* (Busetti *et al.*, 2012a), tiene en cuenta cedencia (yielding) dependiente de la presión, deformación *hardening* y *softening*, y deformación basada en la evolución del daño en tensión y compresión, con un espesor de 2000 mm (6.6 ft). El modelo se carga (1) presurizando la FV en la capa inferior con lo cual se espera que se propague hacia arriba y (2) con esfuerzos remotos o tectónicos de régimen de falla normal ( $\sigma_v \geq \sigma_{hmax} \geq \sigma_{hmin}$ ); el modelo representa el plano  $\sigma_v - \sigma_{hmin}$ . Es importante señalar que el área analizada está lo suficientemente alejada de los efectos de los esfuerzos cerca al pozo. La superficie de cedencia plástica está establecida mediante el modelo Barcelona, el cual está basado en la plasticidad de Mohr Coulomb y usa una adaptación de Drucker-Prager. El daño y la propagación de la fractura son simulados usando el concepto de daño continuo. Es importante mencionar que la resolución de la zona equivalente de daño para una fractura es determinada por el enmallado o distribución de la malla y el

área de localización de daño es de la dimensión de un elemento, el cual es 20 mm (0.065 ft).

Figura 50. Escenario geológico (izquierda) y configuración del modelo de elementos finitos (derecha) para la propagación de una fractura hidráulica dentro de un estrato o capa *sandstone*.



Tomada de Buseti *et al.* (2012b).

### 3.2 PROCEDIMIENTO DE CARGA

Los esfuerzos y condiciones de inyección se encuentran consignados en la Tabla 3, seleccionadas por ser similares a las características de operación de fracturamiento hidráulico a profundidades de 6600 ft en *Barnet Shale* (Busetti *et al.*, 2012b). Las condiciones de contorno son los esfuerzos  $S_x = \sigma_{hmin}$  y  $S_y = \sigma_v$  en los lados y en la parte superior del modelo para simular el esfuerzo horizontal mínimo y el esfuerzo vertical (sobrecarga), respectivamente, y la base está bloqueada en la dirección  $y$ , es decir, su desplazamiento está restringido en esa dirección. La presión dentro de la FV es aplicada para simular la inyección de fluido. En el modelo,  $S_x$ ,  $S_y$  y la gravedad ( $Gr$ ) son cargadas primero, seguido por un paso de

presurización, donde la presión de fractura ( $P_f$ ) se incrementa hasta  $2S_x$  o hasta que la solución sea inestable.

La  $P_f$  se incrementa a una tasa constante de 10 Mpa/s (1450 psi/s), la cual es aproximadamente diez veces más rápida que la experimentada durante un bombeo típico, pero permite tiempos de solución más eficientes (Buseti *et al.*, 2012b).

Tabla 3. Simulaciones de presurización interna.

| <i>Escenario</i> | <b>Estado de esfuerzos tectónicos (Mpa)<br/><math>S_x - S_y</math></b> | <b>Distribución de la presión interna</b> | <b>Patrón de la trayectoria principal de fractura (<math>d &gt; 0.5</math>)*</b> | <b>Patrón de daño (<math>0.01 &lt; d &lt; 0.1</math>)**</b> |
|------------------|------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| 1                | 10-50                                                                  | Uniforme                                  | Compleja, larga                                                                  | Penetrante, bifurcada                                       |
| 4                | 17.5-50                                                                | Uniforme                                  | Compleja, larga                                                                  | Penetrante, bifurcada                                       |
| 7                | 25-50                                                                  | Uniforme                                  | Larga, recta                                                                     | Punta de lágrima                                            |
| 9                | 35-50                                                                  | Uniforme                                  | Larga, recta                                                                     | Pequeña punta de lágrima                                    |

\* Patrón de fractura principal interpretado como los elementos que tienen un valor de daño ( $d$ ) mayor de 0.5.

\*\* Límite de daño ( $d$ ) en las gráficas de contorno usadas para interpretar los patrones observados.

Tomada de Buseti *et al.* (2012b).

Los modelos simulan propagación “seca” con presurización basada en condiciones de fluido “*retardado*” (e.g., Figura 51). Ningún fluido penetra a través de las paredes de la fractura, dentro de la región de la punta de la fractura o por delante de la fisura en las fracturas recién formadas<sup>tt</sup>. Esas condiciones de una zona local impermeable de microfisuramiento por delante de la fractura y el frente de fluido que avanza y penetra en la punta de la fractura seca son consistentes, por ejemplo, con el

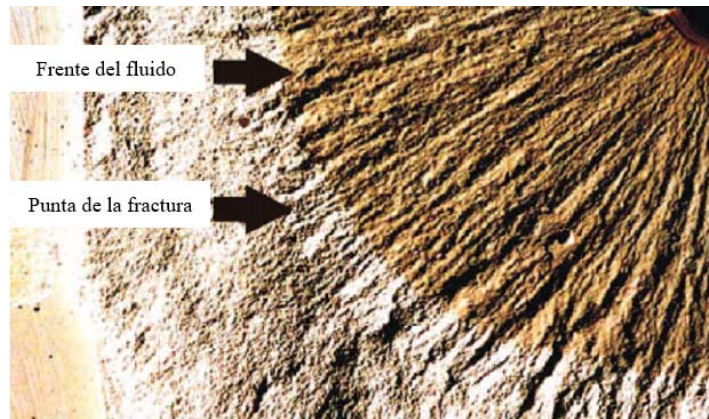
---

<sup>tt</sup> BUSETTI, Seth. Fracturing of Layered Reservoir Rocks. Tesis de Doctorado. University of Oklahoma, 2009. 272p.

fracturamiento en rocas muy apretadas o mientras se usan fluidos altamente viscosos<sup>uu</sup>.

Los experimentos de Ishida *et al.* (2004) establecen que la distribución de la presión en la fractura depende de la viscosidad y el tipo de fluido de inyección, por ejemplo, aceite versus agua; por lo tanto, en los modelos simulados se toma en consideración el caso de presión uniforme (agua) en la FV.

Figura 51. Superficie de fractura y región de fluido retardado de experimentos de laboratorio para FH.



Tomada de Buseti *et al.* (2012b).

A continuación, para cada una de las simulaciones se cuantificará la cantidad de daño  $d$ . A menos que se especifique lo contrario,  $d$  representa el daño combinado de tensión y compresión y es igual a la degradación de la rigidez local, por ejemplo,  $d = 0.9$  significa que el 90% de la rigidez original ha sido perdida. El parámetro  $d = 0$  es para roca no dañada o intacta y  $d \sim 0.4$  coincide con el límite de esfuerzo final y se entiende generalmente que refleja la etapa en la que las fisuras se han unido

---

<sup>uu</sup> Ibid., p.1717.

para formar fracturas macroscópicas, y  $d = 1$  representa un daño penetrante o una región completamente fallada con rigidez igual a cero<sup>vv</sup>.

### 3.3 SENSIBILIDAD DINÁMICA

Los escenarios de carga para extensión (Tabla 4) son una configuración típica usada en mecánica de fracturas para estudiar la estabilidad y velocidad de fractura<sup>ww</sup>. La velocidad de desplazamiento en cada lado de la FV ( $dx/2$ ) para los escenarios 1 y 3 es 0.5 y 0.15 mm/s, respectivamente. La Figura 52 muestra el esquema general para los test de sensibilidad dinámica, donde el material -1 hace referencia al material con reología de daño elasto-plástico y el material -2 al elasto-plástico de la capa inferior.

Tabla 4. Simulaciones de extensión simple.

| <i>Escenario</i> | <b>Estado de esfuerzos tectónicos<br/>(Mpa)<br/>Sx - Sy</b> | <b>Velocidad de extensión<br/>(mm/s)<br/>dx/2</b> | <b>Patrón de la trayectoria<br/>principal de fractura<br/>(<math>d &gt; 0.5</math>)*</b> |
|------------------|-------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1                | 0-0                                                         | 0.5                                               | Larga, recta                                                                             |
| 3                | 0-0                                                         | 0.15                                              | Larga, recta                                                                             |

\* Patrón de fractura principal interpretado como los elementos que tienen un valor de daño (d) mayor de 0.5.

\*\* Límite de daño (d) en las gráficas de contorno usadas para interpretar los patrones observados.

Tomado de Buseti (2009).

Es importante aclarar que el comportamiento constitutivo para la reología de daño elasto-plástico modelada, es independiente de la velocidad de deformación por definición. Por lo tanto, los efectos dinámicos observados están relacionados únicamente con la respuesta cinética debido a carga y falla<sup>xx</sup>. La Figura 53c

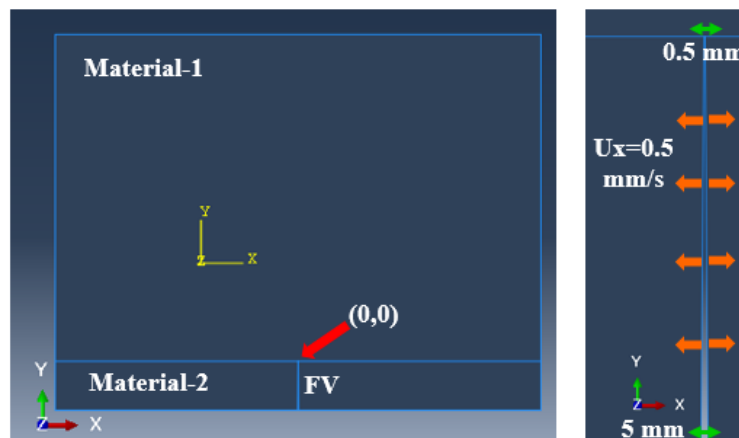
<sup>vv</sup> Buseti. Op. Cit., p.110.

<sup>ww</sup> Buseti. Op. Cit., p.119.

<sup>xx</sup> Buseti. Op. Cit., p.112.

representa las características morfológicas principales para todos los diagramas desarrollados en el documento. La velocidad de extensión más rápida (0.5 mm/s) produce un patrón de propagación continuo donde los períodos de acumulación y liberación ocurren en un espaciamiento regular a lo largo de la trayectoria de fractura y en intervalos de tiempo regulares (Figura 53a). La fractura principal del escenario 1 de la Tabla 4 (0.5 mm/s) crece continuamente a través de detenciones y rupturas consecutivas; además, el patrón de daño total es simétrico hasta que la punta de la fisura inicial llega a ser penetrante y el patrón se convierte en ligeramente ondulado<sup>yy</sup> (Figura 53a). Para una velocidad más lenta (0.15 mm/s) se produce un crecimiento irregular y puntuado donde la distribución de daño es ondulada, la trayectoria de la fractura es recta y el corredor de daño total es irregular y ligeramente ondulado<sup>zz</sup> (Figura 53b).

Figura 52. Esquema general para las pruebas de sensibilidad dinámica.



<sup>yy</sup>BUSETTI. Op. Cit., p.119.

<sup>zz</sup> BUSETTI. Op. Cit., p.120.



### 3.4 MODELADO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, FASE I

Se realiza a través de la aplicación de esfuerzos tectónicos, seguido por la presurización interna de la fractura vertical preexistente según las condiciones de la Tabla 3. Para los cuatro escenarios seleccionados,  $S_y$  se mantiene constante y la presión interna aumenta linealmente con el tiempo de 0 Mpa hasta  $P_f = 2S_x$ , la configuración del modelo simulado es el presentado en la Figura 50.

Los escenarios con diferencial de esfuerzos relativamente alto (relación grande  $S_y/S_x$ ) producen patrones largos de fractura hacia la capa superior (escenarios 1 y 4 de la Tabla 3), así como ramificaciones y segmentos extensos debido al desarrollo de sitios de acumulación asimétricos<sup>aaa</sup>. Los escenarios con un diferencial de esfuerzos relativamente bajo (escenarios 7 y 9 de la Tabla 3) varían significativamente, en ellos se observa propagación continua y uniforme debido a los patrones de detención y ruptura consecutivos, así como a los corredores de daño simétricos.

Las características comunes en las simulaciones son presentadas en las Figura 53c y los resultados de la presurización de la FV para cada escenario se pueden observar en la Figura 54, donde es posible identificar características tales como los patrones de trayectoria principal y los patrones de daño presentados en la Tabla 3. Los patrones o corredores de daño reconocidos en las figuras tienen en cuenta el indicador  $d$  con valores entre 0.01 y 0.1 con el fin de identificar patrones de daño penetrantes y bifurcados en la Figura 54a y Figura 54b, correspondientes a patrones de trayectoria principal de fractura complejas y largas, presentando mayor complejidad en un medio con un alto diferencial de esfuerzos (Figura 54a). Para el caso de la Figura 54c y la Figura 54d es posible notar patrones de daño en forma de punta de lagrima y pequeña punta de lagrima, respectivamente; al igual que,

---

<sup>aaa</sup> BUSETTI. Op. Cit., p.121.

patrones de trayectoria principal de fractura largas y rectas para ambos casos, concordando con los resultados de las investigaciones de Busetti et al., (2012b).

Figura 53. Resultados  $d_x/2 = 0.5$  mm/s,  $t=1$ s (a) y  $d_x/2 = 0.15$  mm/s (b). Características morfológicas principales (c).

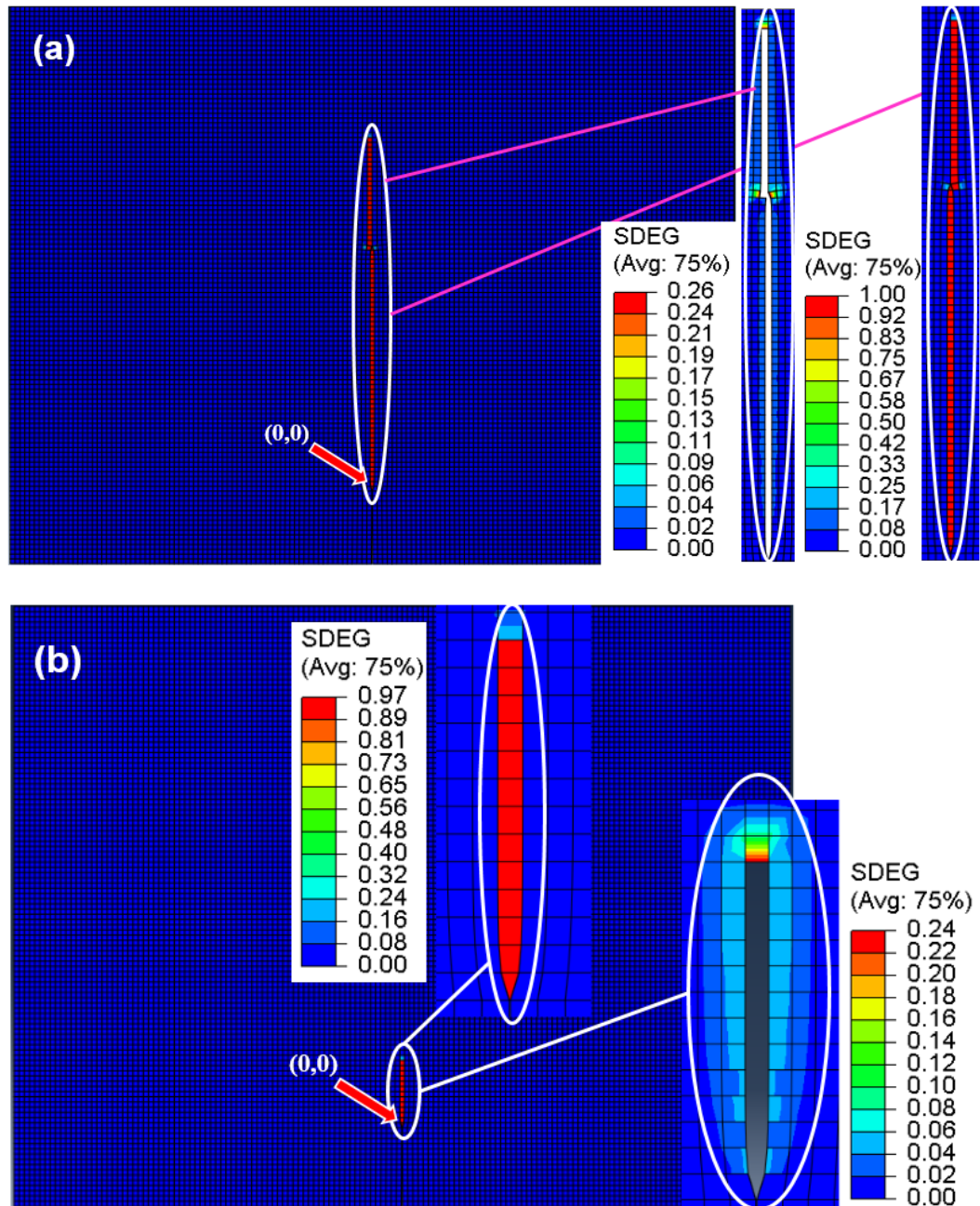
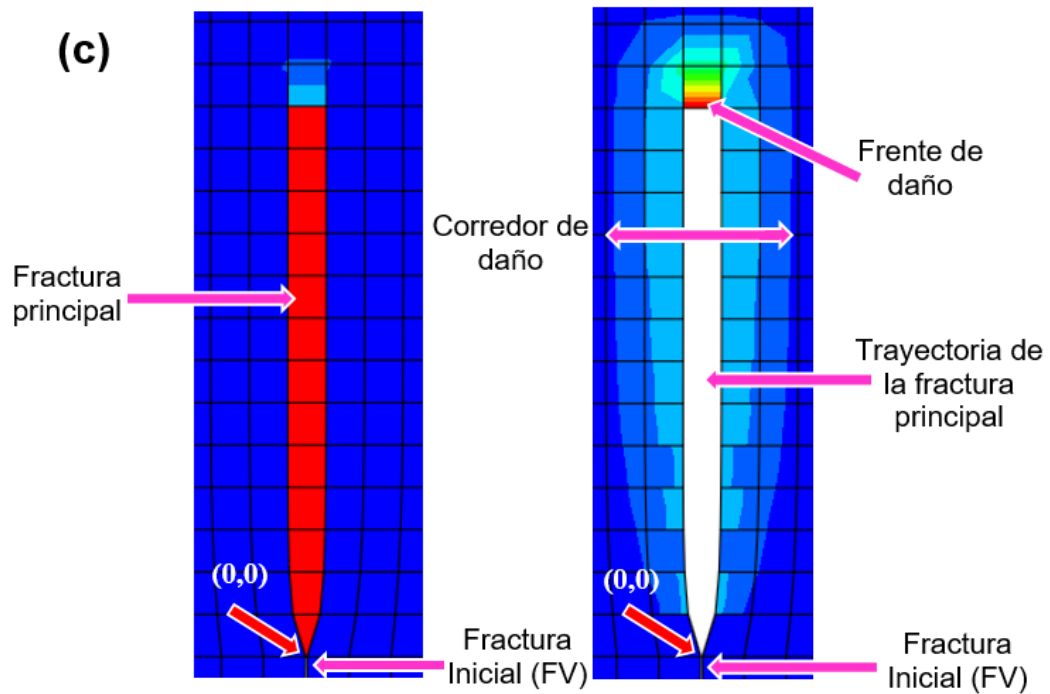


Figura 53. (Continuación)



La intensificación de daño prolongado dentro de la propagación resulta en la formación de múltiples sitios potenciales para la ramificación y segmentación (Figura 55a). Buseti *et al.* (2012b), prevé que después, cuando el fluido presurizado se propague dentro del corredor de daño (un proceso que no es simulado en esta ocasión) esos sitios de ramificación potenciales podrían llegar a ser ramas de crecimiento activo o permanecer como una pared de daño de fractura, afectando de manera considerable la geometría final de propagación y la efectividad del proceso de fracturamiento. Las ramas activas crecen en longitud y podrían eventualmente vincularse a la trayectoria principal (Figura 55b), generando mayor complejidad en el sistema. El corredor de daño es el resultado de la superposición de ramas falladas muy cercanas, donde  $d = 0.01$  a  $0.1$  (Figura 55c).

Figura 54. Presurización Tabla 3. Escenario 1.  $S_x=10\text{Mpa}$ ,  $P_f=2S_x$ ,  $t=1.790\text{s}$  (a). Escenario 4.  $S_x=17.5\text{ Mpa}$ ,  $P_f=2S_x$ ,  $t=3.5\text{s}$  (b). Escenario 7.  $S_x=25\text{Mpa}$ ,  $P_f=2S_x$ ,  $t=5\text{s}$  (c). Escenario 9.  $S_x=35\text{Mpa}$ ,  $P_f=2S_x$ ,  $t=7\text{s}$  (d).

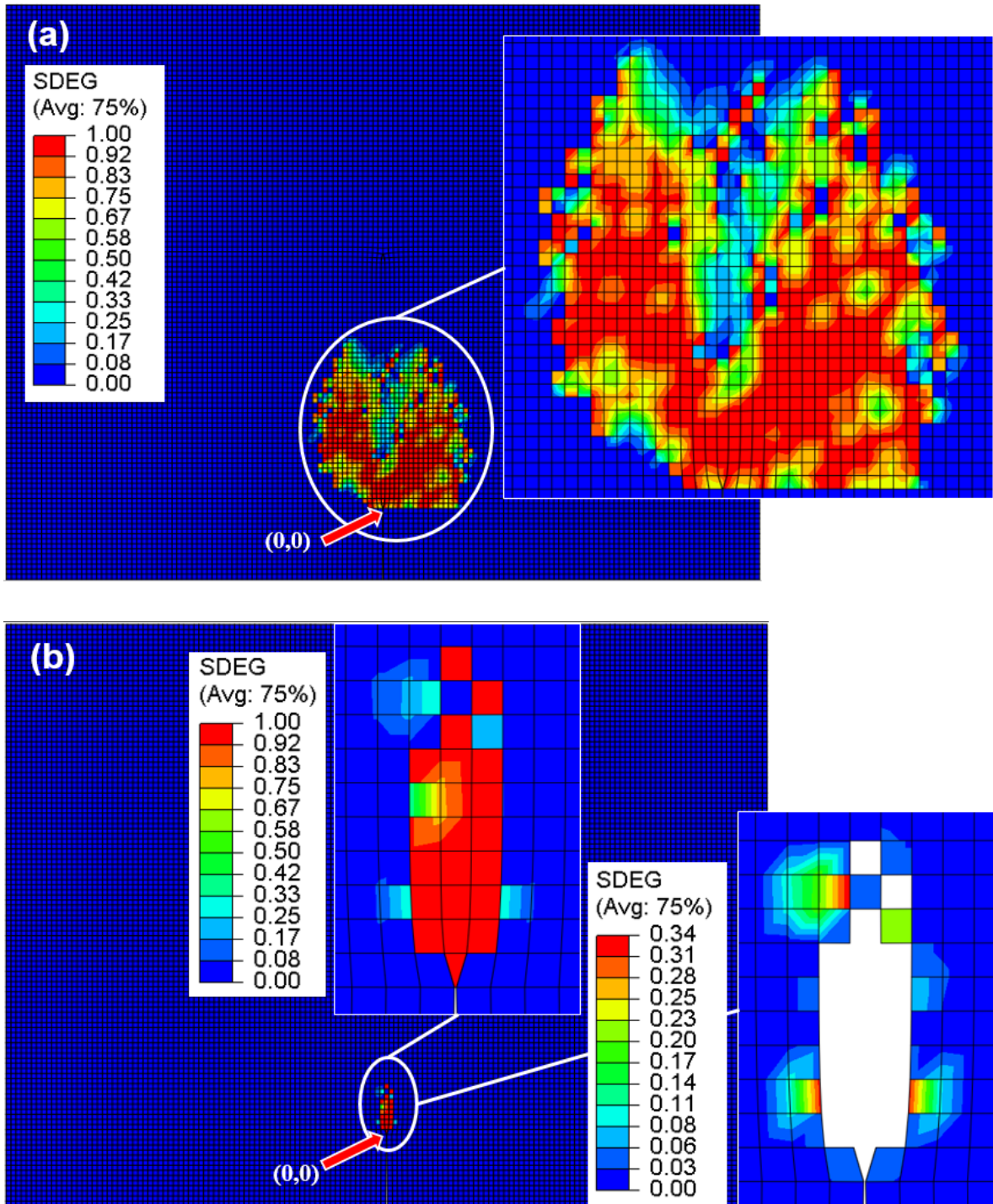
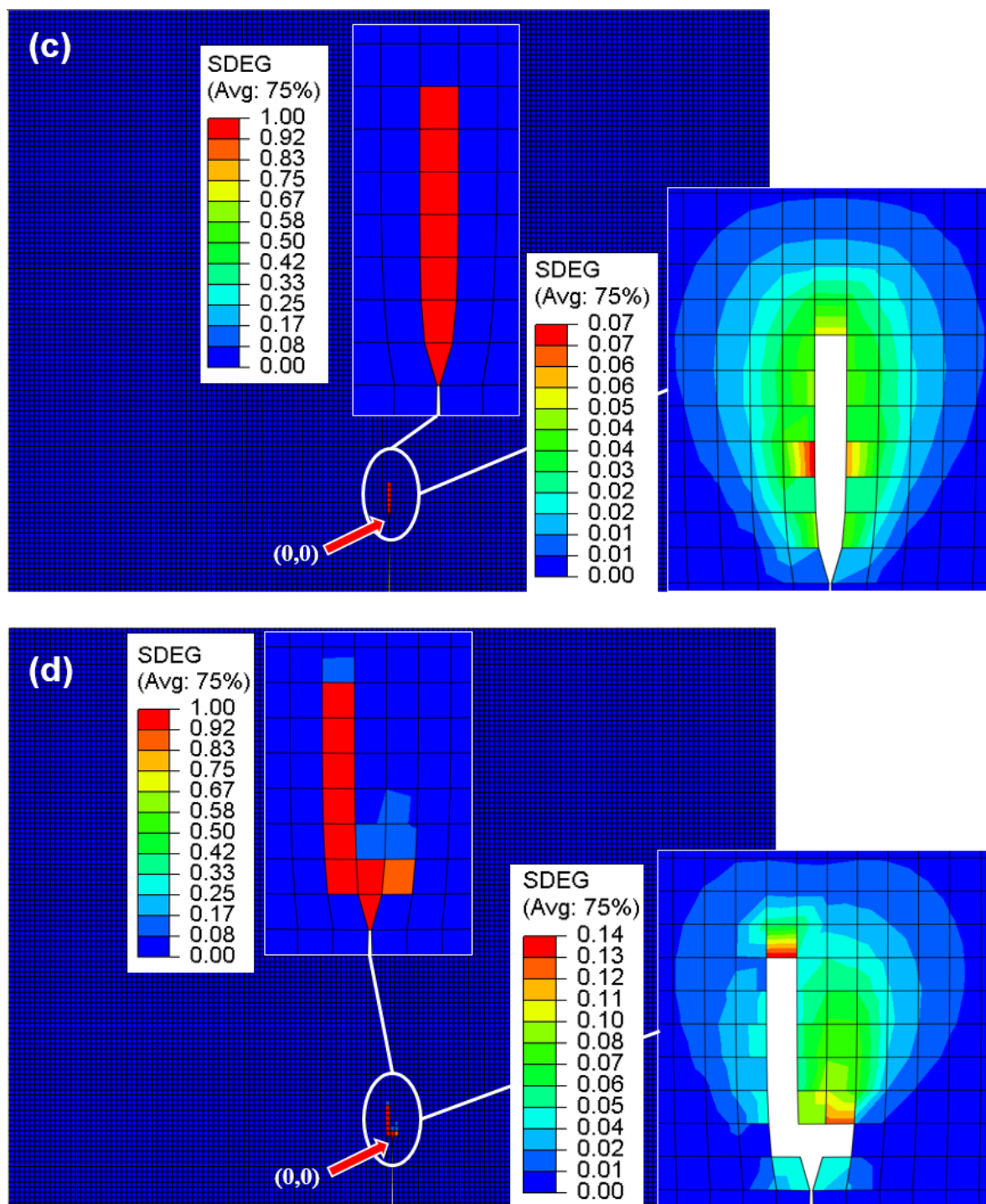




Figura 54. (Continuación)



En la Figura 56 es posible identificar los segmentos de fractura para tensión (Figura 56b) y compresión (Figura 56c) los cuales son ramificaciones desconectadas formadas fuera de la secuencia de la trayectoria de la fractura principal y pueden estar aisladas, conectadas por puentes de daño o estar totalmente vinculadas a la fractura principal. Estas observaciones se hacen posible mediante los indicadores Damaget y Damagec disponibles en Abaqus para representar los efectos del daño ocasionado por tensión y compresión, respectivamente; a diferencia del indicador SDEG que tiene en cuenta los dos tipos de daño en su representación.

Figura 55. Presurización Escenario 1, Tabla 3.  $S_x=10\text{Mpa}$ ,  $P_f=2S_x$ ,  $t=1.780\text{s}$  (a y b).  $S_x=10\text{Mpa}$ ,  $P_f=2S_x$ ,  $t=1.790\text{s}$  (c).

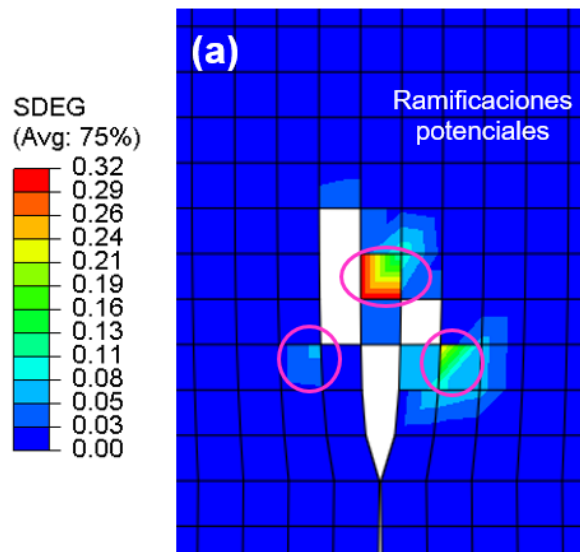
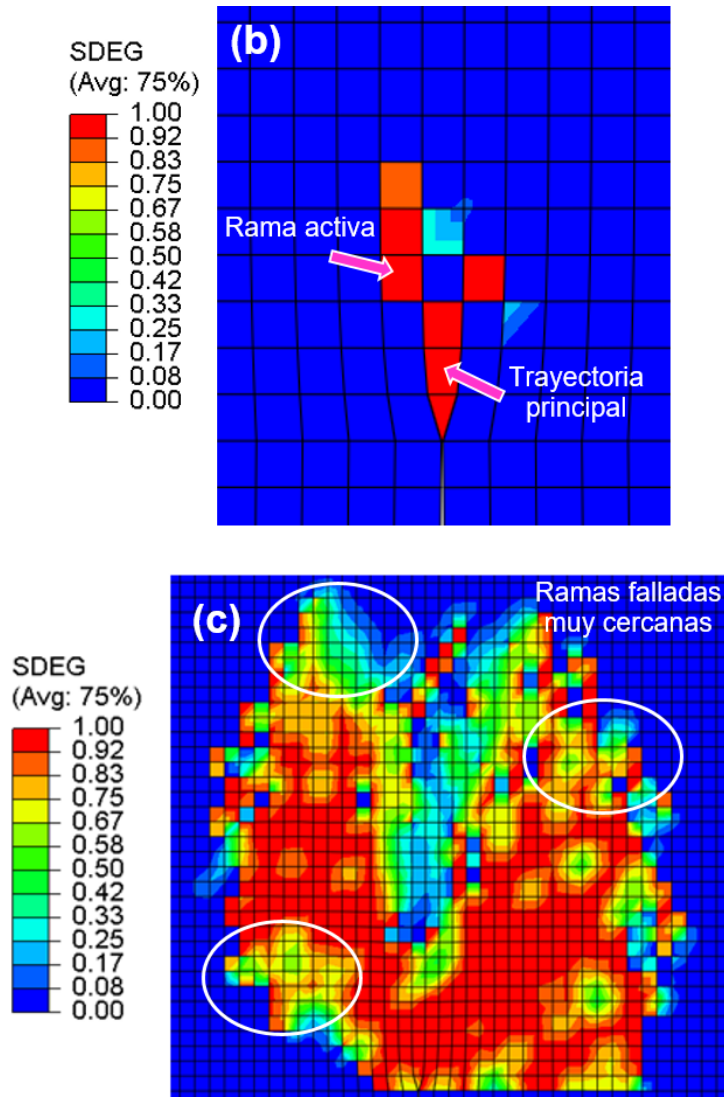


Figura 55. (Continuación)



Las ramas y segmentos se desarrollan a través de etapas de propagación transitoria complejas que dependen de la configuración de carga<sup>bbb</sup>. Por ejemplo, durante las simulaciones de presurización realizadas, las ramas y segmentos llegaron a ser mucho más dominantes en los estados de diferencial de esfuerzos reducido (Figura

<sup>bbb</sup> Buseti *et al.* Damage and Plastic Deformation of Reservoir Rocks: Part 2, Op. Cit., p. 1721.

57d); sin embargo, un diferencial de esfuerzos moderado produce fracturas simples (Figura 57c), caracterizadas por un crecimiento en el plano, donde la evolución de daño es similar en etapas de crecimiento tempranas y tardías. Cuando se presenta un gran diferencial de esfuerzos (Figura 57a) o un muy bajo diferencial de esfuerzos (Figura 57d) se producen redes de fracturas complejas, siendo más críticas las configuraciones resultado de altos DS.

Por otro lado, cuando existe muy bajo diferencial de esfuerzos en la formación y la fractura inicia su propagación, está no encuentra un camino de propagación bien definido, por la cual la aparición de fracturas ramificadas se hace posible (Figura 57d), lo que lleva a una disminución de su longitud y ancho, afectando el impacto positivo de la FV en propagación.

La propagación de la fractura además de ser afectada por el diferencial de esfuerzos, también se encuentra en función de factores como las propiedades mecánicas de la roca, orientación del pozo, complejidad tectónica y estructural, entre otros, tal como se estudió en capítulos anteriores. Pese a ello, diversas experiencias en campo, algunos autores y la sensibilidad realizada en este documento, han mostrado que a diferentes valores de anisotropía y dependiendo de las demás condiciones del medio, la roca podría no alcanzar la falla por tensión de manera temprana, sino fallar por corte antes de hacerlo por tensión limitando la viabilidad de la operación de fracturamiento (Figura 56); situación que es posible identificar en las simulaciones realizadas gracias a su desarrollo como fenómenos dinámicos, permitiendo establecer qué ocurre consecutivamente para cada caso.



Figura 56. Presurización Escenario 1, Tabla 3.  $S_x=10\text{Mpa}$ ,  $P_f=2S_x$ ,  $t=1.790\text{ s}$ . Segmentos de fractura con daño por compresión (a). Segmentos de fractura con daño por tensión (b). Degradación de la rigidez (c).

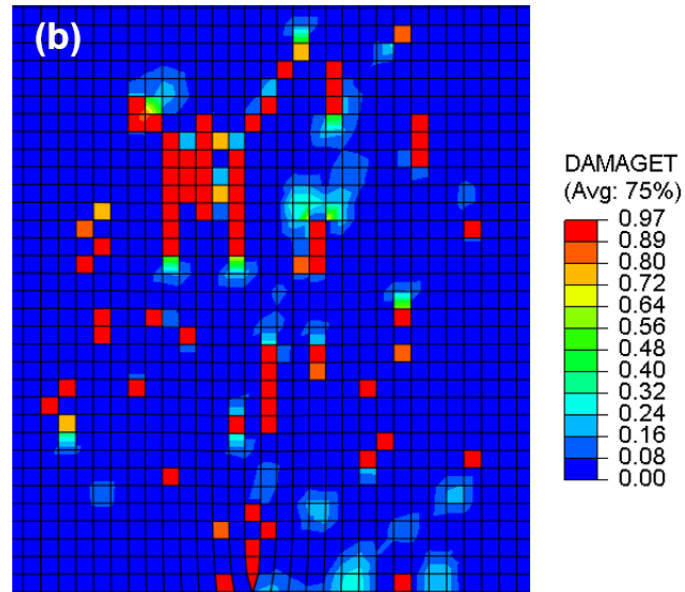
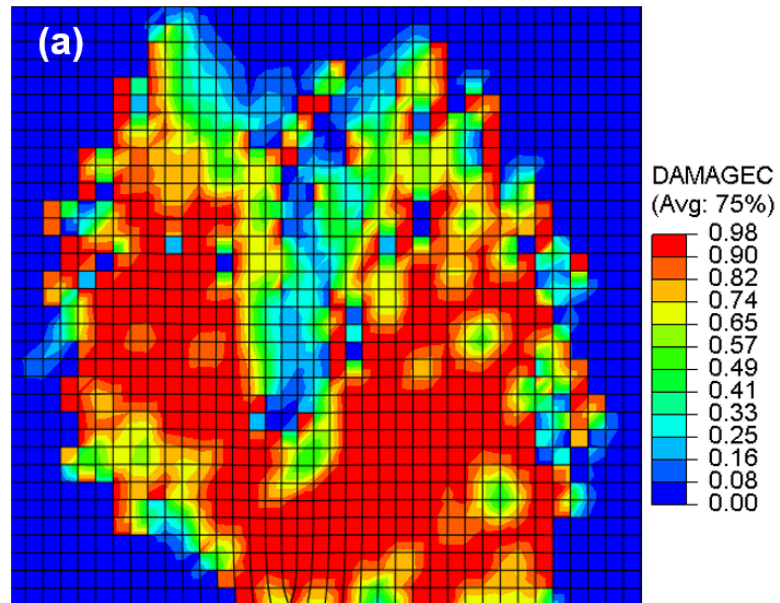
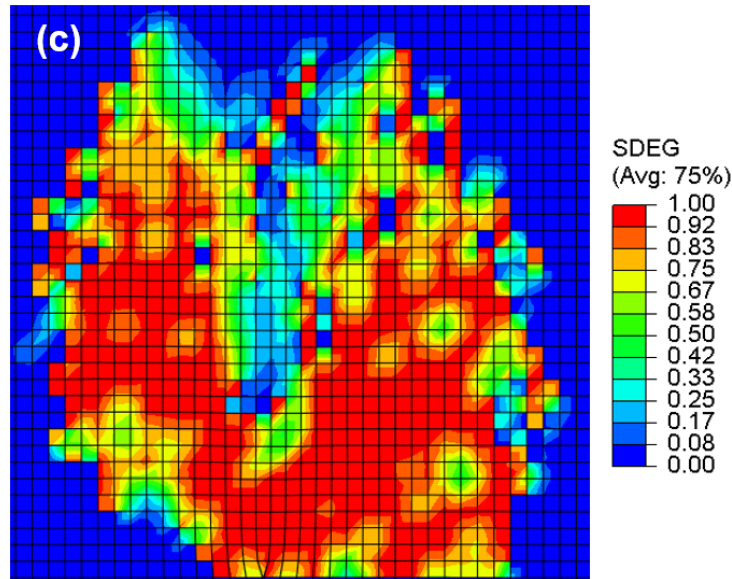
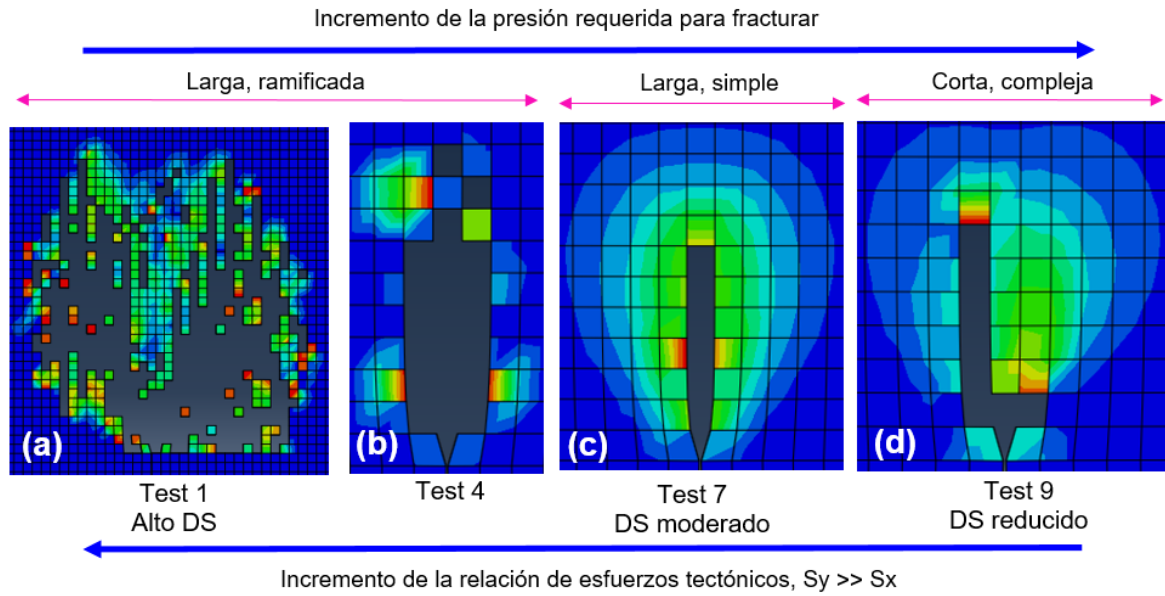


Figura 56. (Continuación)



El orden de la evolución de daño también varía (Busetti *et al.*, 2012b). Para los patrones simples (Figura 57c), las regiones de la roca en la trayectoria de daño principal inician y se desarrollan en secuencia, y el tiempo entre los eventos de ruptura es uniforme; la fractura crece continuamente a través de eventos de ruptura y detención uniformes. Para los casos complejos (Figura 54a y Figura 56), el daño se desarrolla fuera de la secuencia y múltiples segmentos inician y crecen simultáneamente. Este crecimiento fuera de la secuencia tiene un efecto adverso en la estabilidad local debido a la creación de parches en la roca, es decir, generación de imperfecciones antes de la punta de la fractura. Tal crecimiento refleja el desarrollo de fracturas discontinuas mediante puenteo de daño y enlace de fracturas (Figura 56); proceso que puede ser esperado en rocas mecánicamente heterogéneas, por ejemplo, rocas naturalmente fracturadas.

Figura 57. Fracturas hidráulicas formadas bajo un rango de regímenes de esfuerzos.  
Pruebas de presurización tomadas de la Figura 54.



## 4. MODELADO DE LA INTERACCIÓN FN-FH, FASE II

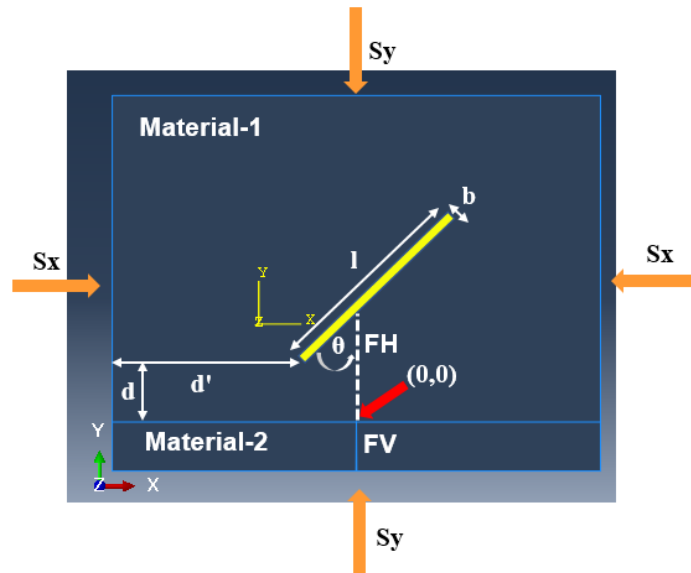
Desde la perspectiva de un yacimiento, una fractura es una discontinuidad que se encuentra en el mismo y, es producida por deformaciones mecánicas o procesos diagenéticos que ha sufrido la roca (Nelson, 2001). Los sistemas de fracturas presentes en las rocas se forman como resultado de la acción de esfuerzos y de la forma como estos varían en el tiempo, su importancia radica en que contribuyen de manera significativa a la formación de conductos por los cuales pueden transportarse fluidos como el agua e hidrocarburos; existen en un amplio rango de escalas, desde micrones (en una sección delgada), hasta miles de kilómetros (en el borde de falla de una placa tectónica) y típicamente se desarrollan en patrones complejos que se superponen a través del tiempo (Leal, 2013).

La calidad de la roca fracturada depende de su porosidad y permeabilidad, donde la morfología de los planos de fractura controlará estos factores en yacimientos naturalmente fracturados. La morfología de las fracturas se puede observar en núcleos, afloramientos o puede ser deducida de algunos registros de pozos, tales como, los registros de imágenes resistivas. Se han definido cuatro tipos básicos de morfología en las fracturas naturales: Fracturas abiertas, deformadas, mineralizadas y vugulares (Nelson, 2001). Para el desarrollo de la investigación se tendrán en cuenta las fracturas abiertas y las fracturas completamente mineralizadas, siendo estas últimas las más estudiadas por ser las más comunes en yacimientos naturalmente fracturados.

La Figura 58 representa la configuración para el modelado de la interacción FN-FH y las características de ubicación espacial de cada elemento del sistema (FN, FV, longitud y ancho, entre otras). También se utiliza la reología de daño elasto-plástica para el material-1 y elasto-plástica para el material-2 tal como en los trabajos de Buseti *et al.*, (2012a); las características de las FN serán especificadas más

adelante. La configuración del modelo donde se propagará la FN es el mismo utilizado para el modelado de FH (Figura 50).

Figura 58. Modelo bidimensional de simulación. La FH se propaga hasta lograr la interacción con una FN dispuesta a un ángulo  $\theta$ .



#### 4.1 FRACTURAS ABIERTAS

Las fracturas abiertas, como su nombre lo indica, no poseen ninguna deformación o material diagenético que llene el ancho entre las paredes de la fractura. Tales fracturas son conductos potencialmente abiertos al flujo de fluidos. La permeabilidad de las fracturas abiertas es una función de su ancho inicial, el componente de esfuerzo efectivo normal al plano de fractura, la rugosidad y el área de contacto de las paredes de la misma. En general, una fractura abierta aumentará drásticamente la permeabilidad del yacimiento paralela al plano de fractura; sin embargo, debido a que la fractura tiene el ancho de un poro de la matriz, la permeabilidad del yacimiento a través de la fractura abierta será idéntica a la permeabilidad normal de

la matriz en esa dirección, resultando en poco o ningún efecto en el flujo de fluido perpendicular al plano de la fractura (Leal, 2013).

Para efectos de las simulaciones realizadas (Tabla 5) con el fin de evaluar su comportamiento, se tendrá en cuenta una fractura abierta de 60 a 120 mm de longitud, con un ancho de 0.5mm, ubicada a 80 mm de la punta de la FV, dispuestas según la Figura 58 y en la cual se aplicará la condición de esfuerzos e inyección del escenario 1 en la Tabla 3.

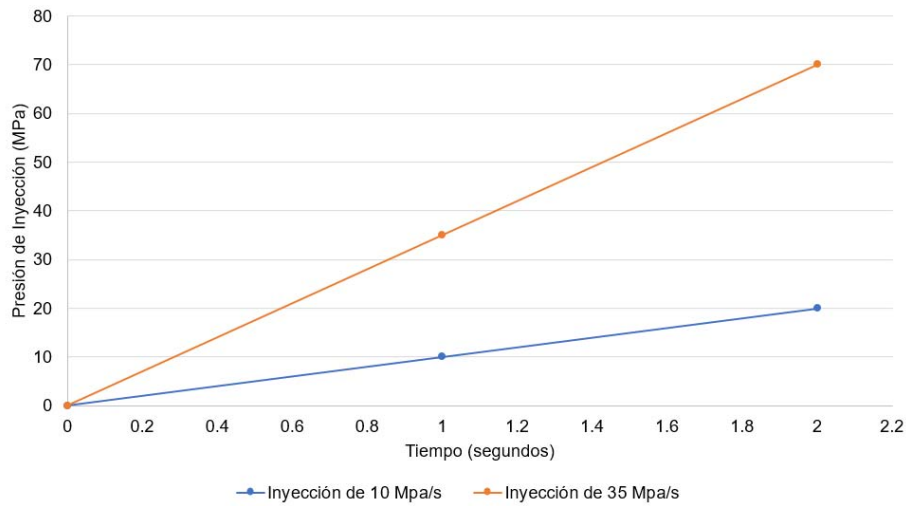
Tabla 5. Interacción con fracturas abiertas.

| <i>Escenario</i> | <b>Estado de esfuerzos<br/>(Mpa)<br/>Sx - Sy</b> | <b>Inyección<br/>(Mpa/s)</b> | <b>Descripción</b>                                            |
|------------------|--------------------------------------------------|------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| I                | 10-50                                            | 10                           | Paralelo<br>$l=60mm$<br>$d=80mm$<br>$d'=1540mm$<br>$t=1.780s$ |
| II               | 10-50                                            | 10                           | Ortogonal<br>$l=60mm$<br>$d=80mm$<br>$t=1.780s$               |
| III              | 10-50                                            | 10                           | $\theta = 60^\circ$<br>$l=120mm$<br>$d=80mm$<br>$t=1.780s$    |

La tasa de inyección aplicada es de 10 Mpa/s (Figura 59), donde el tiempo correspondiente al registro de la Figura 60, Figura 61, Figura 62 resultantes de la Tabla 5 es de 1.870 segundos, es decir, los resultados corresponden a la afectación de 18 Mpa en la FV para cada figura.

El efecto de las fracturas naturales abiertas es estudiado a través de tres simulaciones (Tabla 5) que tienen en cuenta la presencia de una FN paralela a la dirección de la FV (Figura 60), una FN ubicada en dirección perpendicular (Figura 61) y una con un ángulo de interacción ( $\theta$ ) de  $60^\circ$  (Figura 62), con el fin de evaluar la sensibilidad de  $\theta$  en la interacción producto de la presurización de la FV.

Figura 59. Tasas de Inyección.



Según los resultados obtenidos y considerando el trabajo desarrollado por Olson & Dahi (2010) sobre la influencia de las FN en la propagación de las FH, se puede observar que la intersección FH-FN es una función directa de la orientación de cada una de ellas, siendo menos probable si la FH y la FN son paralelas o tienen un  $\theta=0^\circ$  (escenario I, Tabla 5); sin embargo, las fracturas naturales pueden ser reactivadas por estar dentro de la zona del proceso si la posición donde se encuentran corresponde a la región de esfuerzos que ha sido alterada, como puede observarse en la Figura 60a donde se da reactivación de los extremos de la FN, aún sin tener contacto directo con la FH en propagación desde la FV. Una interpretación de la geometría de fractura es mostrada en la Figura 60d donde los números arábigos indican su orden de ramificación. En la Figura 60b y Figura 60c es posible analizar el efecto del daño debido a compresión y tensión, respectivamente. En el caso, donde la FN es ortogonal ( $\theta=90^\circ$ ) a la FV (Figura 61) y dependiendo de la longitud de la FN, así como de la distancia  $d$ , la fractura hidráulica en propagación cruzaría la fractura natural y se propagaría a través del yacimiento generando una zona alterada alrededor de la interacción y una configuración mucho más compleja de su geometría, debido al alto diferencial de esfuerzos y al ángulo de aproximación, como

puede observarse en diversos estudios de laboratorio (Cheng *et al*, 2015; Beugelsdijk *et al*, 2000; Warpinski, 1991; Warpinski & Teufel , 1987). No obstante, la FH en la Figura 61 para el  $t$  analizado y la distancia  $d$  registrada no alcanza a contactar a la FN y tampoco genera interacción debido a la zona de esfuerzos alterada, ni en compresión (Figura 61b) y tensión (Figura 61c).

Figura 60. Fractura natural paralela. Escenario I de la Tabla 5 para un  $t=1.870$ ,  $P_f=18$  Mpa. (a) Degradación total de la rigidez. (b) Daño debido a compresión. (c) Daño debido a tensión. (d) Interpretación de la geometría de fractura.

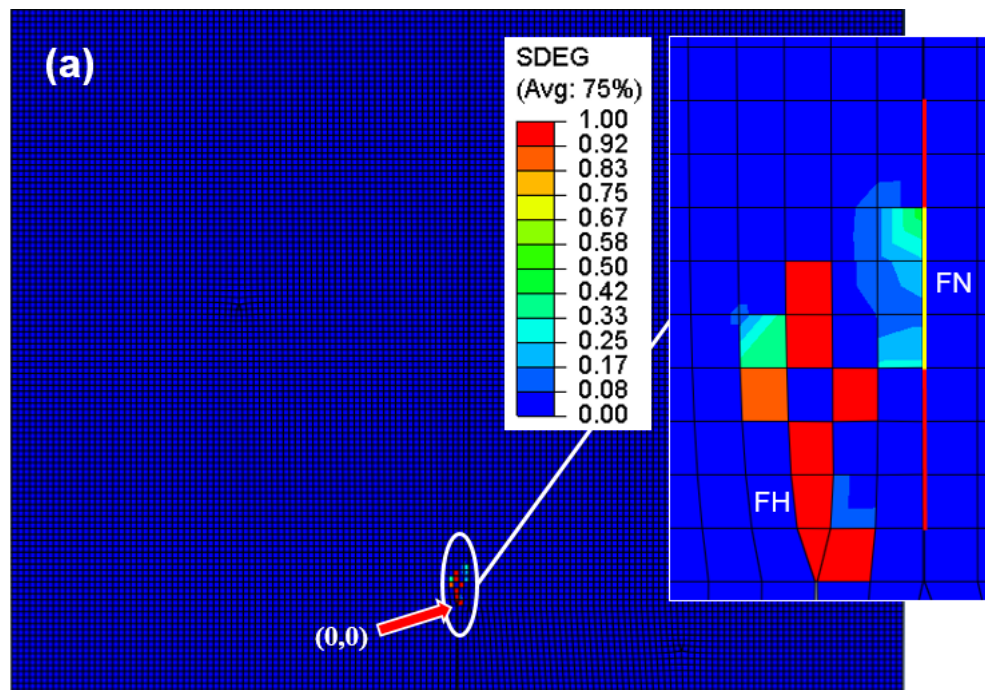




Figura 60. (Continuación)

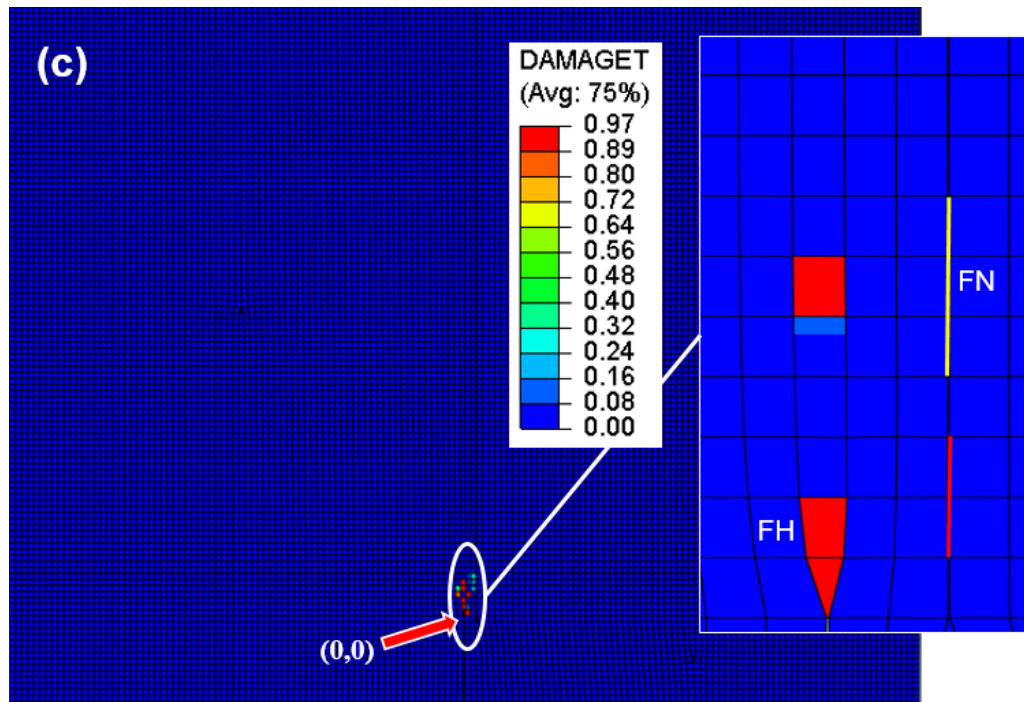
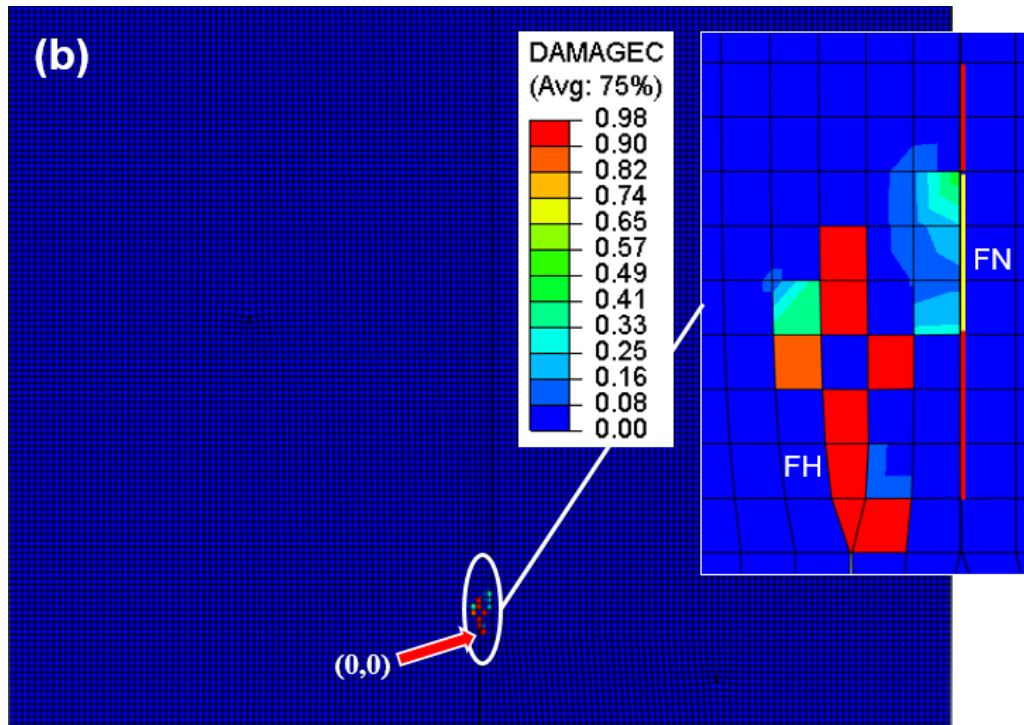
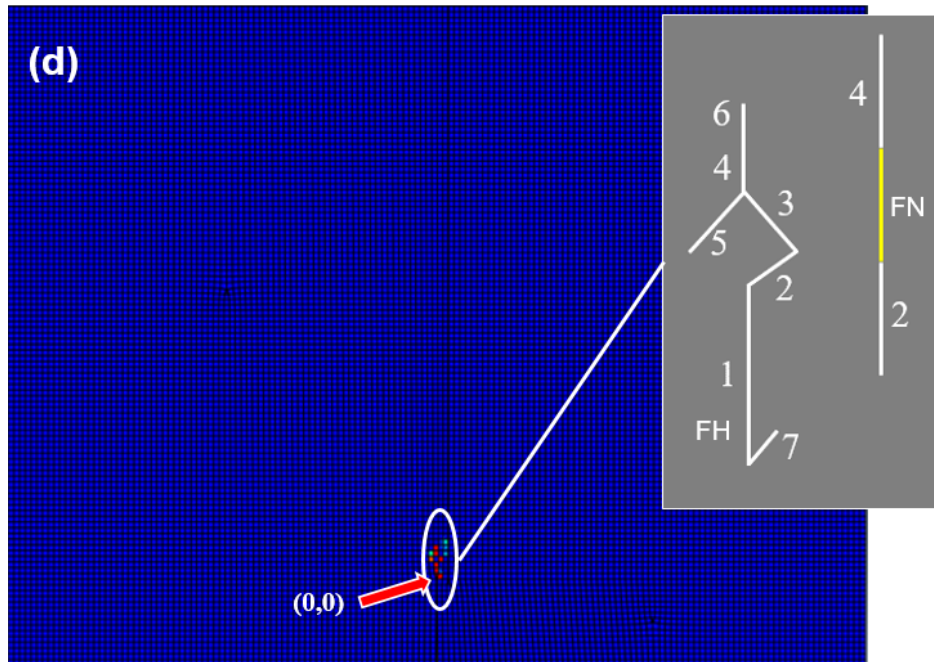


Figura 60. (Continuación)



En el caso de una interacción evaluada con un  $\theta=60^\circ$  (Figura 62), donde la longitud de la FN se ha establecido mayor ( $l=120$  mm) comparada con los dos escenarios anteriores, los valores de  $\theta$  menores ( $0^\circ < \theta < 90^\circ$ ) tienen más probabilidades de controlar la dirección de propagación de la fractura (Wu & Olson, 2016); sin embargo, debido a la posición y tasa de inyección del escenario III de la Tabla 5, la afectación se registra a valores de  $P_f$  altos (20 Mpa) (Figura 62d) en uno de los extremos de la FN; los resultados para valores inferiores a 19 Mpa no reflejan interacción FN-FH para este caso.

La simulación correspondiente a la Figura 63 muestra la afectación que genera la presencia de FN en el campo de esfuerzos (Figura 63a) comparada con una FH propagada en un medio sin FN (Figura 63b), modificando la condición de los mismos en la formación y alterando las condiciones para la creación y propagación de FH; situación que también puede observarse en investigaciones sobre fracturamiento

hidráulico en formaciones no convencionales tales como en el trabajo desarrollado por Denney (2010).

Figura 61. Fractura natural ortogonal. Escenario II de la Tabla 5 para un  $t=1.780$ ,  $P_f=18$  Mpa. (a) Degradación total de la rigidez. (b) Daño debido a compresión. (c) Daño debido a tensión.

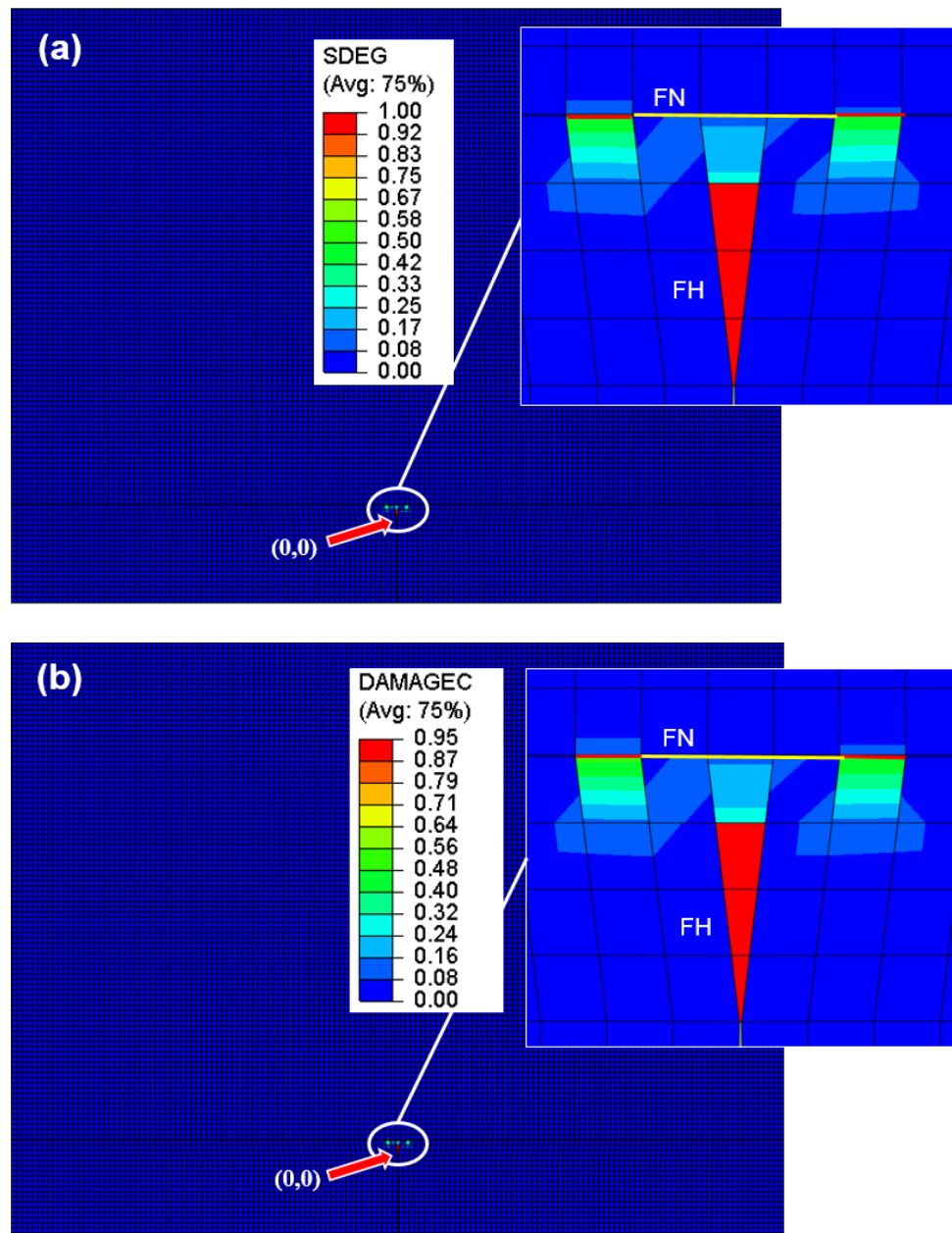
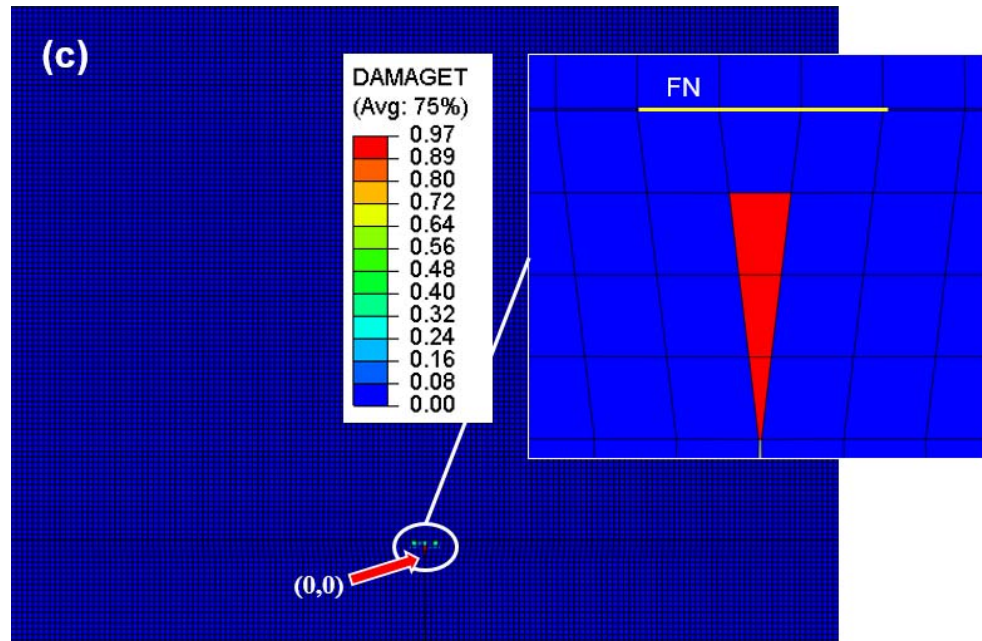


Figura 61. (Continuación)



Es importante señalar que tanto para las simulaciones realizadas con fracturas abiertas y con fracturas mineralizadas, los datos resumidos en la ventana de visualización (*viewport*) para cada simulación, obedecen a los promedios de los valores de todos los nodos que se encuentran en la región del mismo color, es decir, es una visión generalizada, donde el análisis minucioso de su comportamiento debería realizarse nodo por nodo, para el caso, por ejemplo, de estudios más profundos como un estado de esfuerzos detallado.



Figura 62. Fractura natural  $\theta=60^\circ$ . Escenario III de la Tabla 5 para un  $t=1.870$ ,  $P_f=18$  Mpa. (a) Degradación total de la rigidez. (b) Daño debido a compresión. (c) Daño debido a tensión. (d) Interpretación de la geometría de fractura para un  $t=2$  s,  $P_f=20$  Mpa.

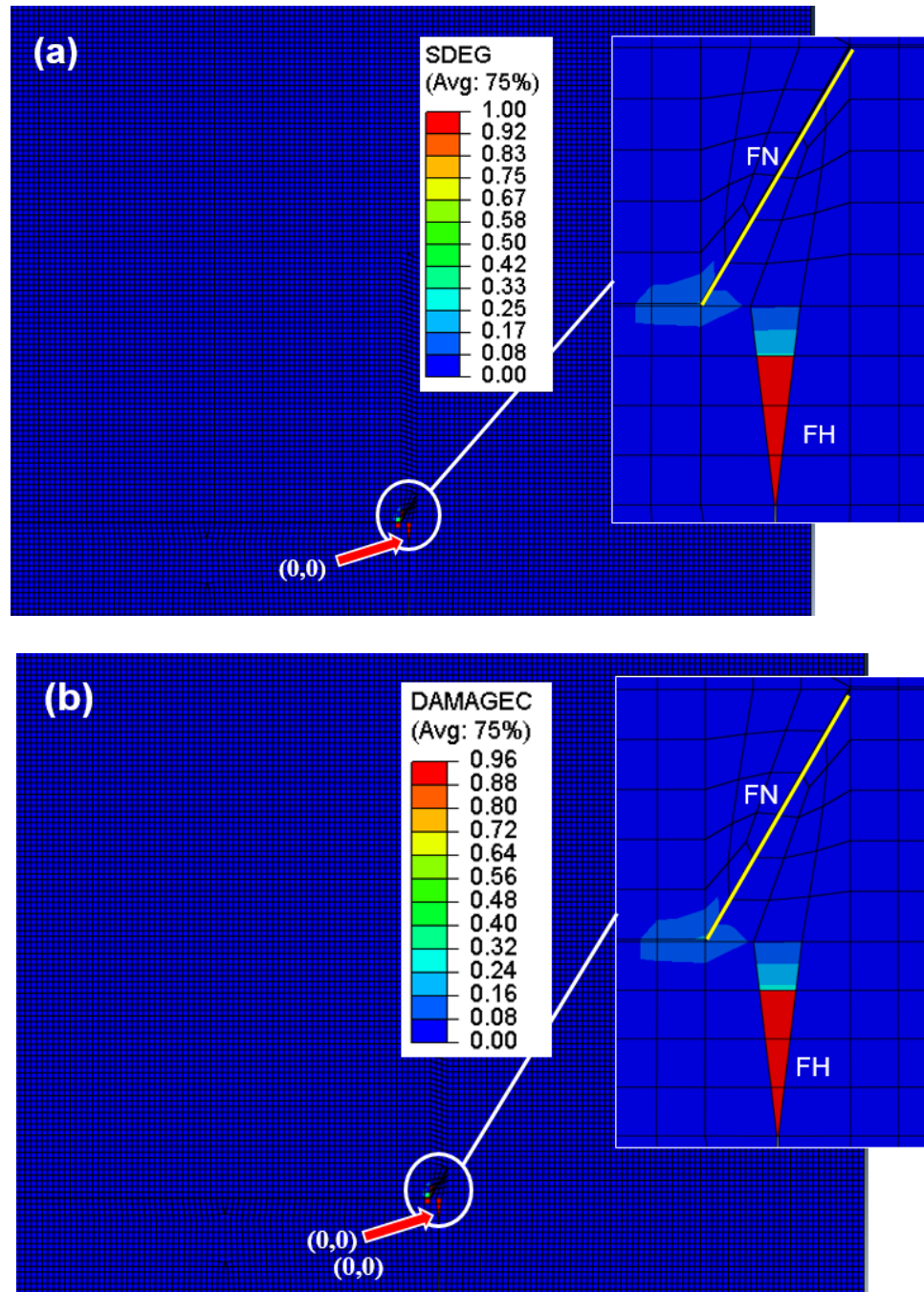
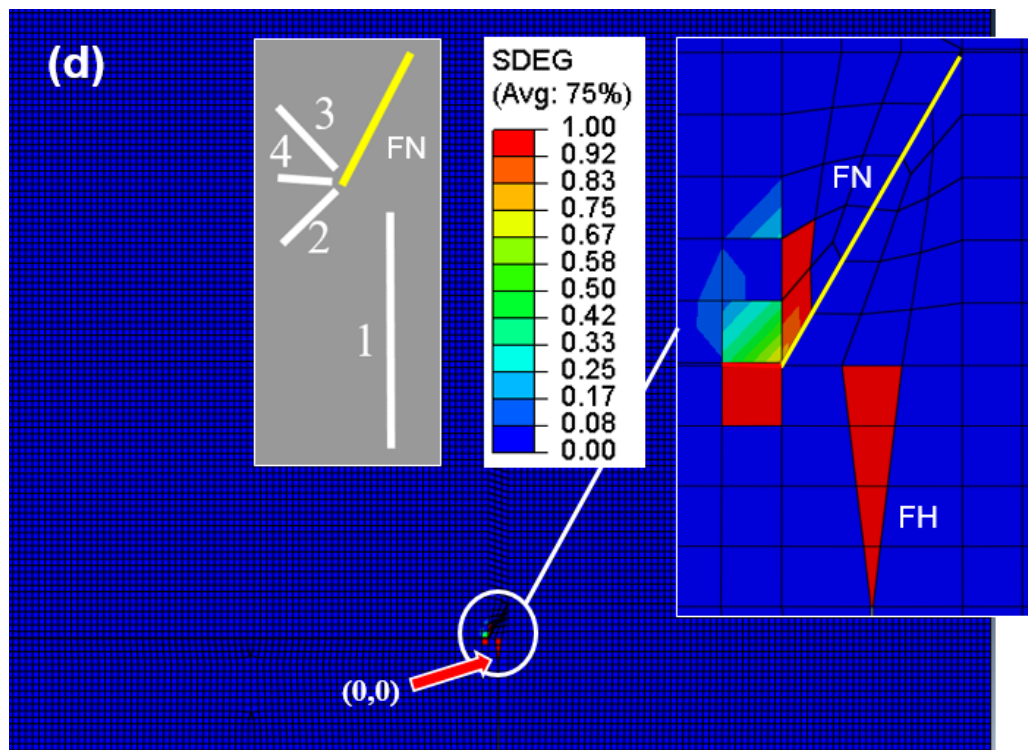
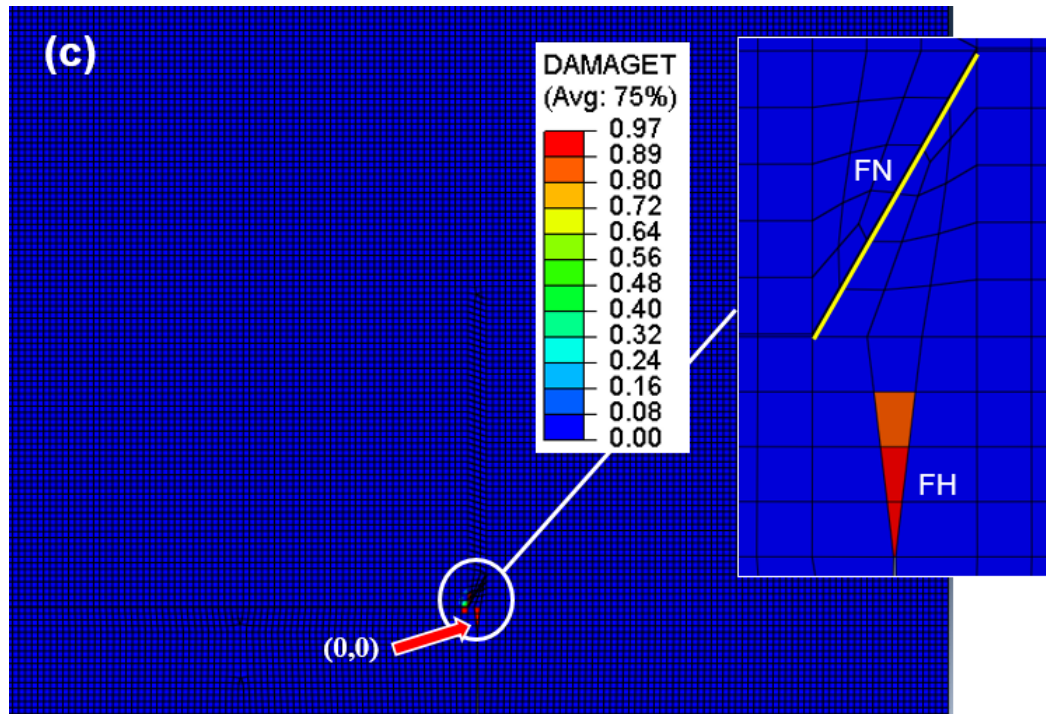


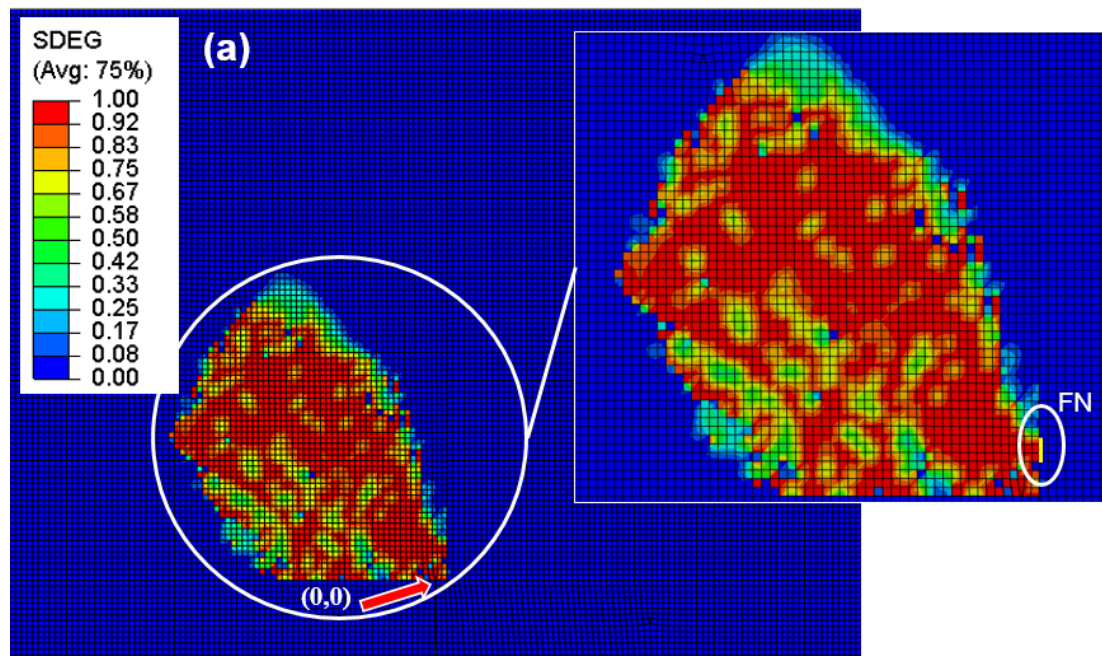
Figura 62. (Continuación)



## 4.2 FRACTURAS MINERALIZADAS

Como su nombre lo indica, estas fracturas son aquellas que han sido llenadas por mineralización secundaria o diagenética, muy a menudo este material de cementación es cuarzo, carbonato o ambos; el relleno del mineral puede o no ocupar por completo la FN, afectando la permeabilidad, pues esta depende de la integridad del relleno y de la historia diagenética del mismo. Usualmente, las fracturas mineralizadas son barreras de permeabilidad, pero el llenado incompleto de una fractura en forma de *vug* o porosidad intergranular puede dar algún incremento en la permeabilidad del yacimiento<sup>ccc</sup>.

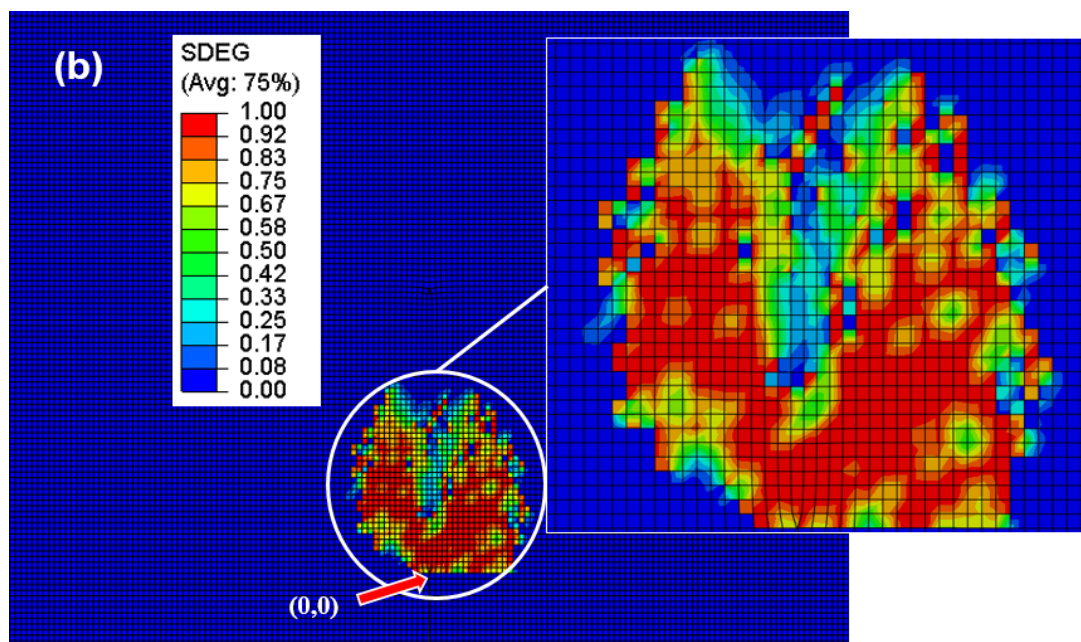
Figura 63. Área afectada para  $P_f=19$  Mpa. (a) Presencia de una FN paralela. (b) Test 1 de la Tabla 3. Propagación de FH sin presencia de FN.



<sup>ccc</sup> NELSON, R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2 ed. Houston, TX. Gulf Professional Publishing, 2001. 350p. ISBN: 0-88415-317-7. p. 58.



Figura 63. (Continuación)



Las fracturas llenas de minerales son extremadamente comunes. El relleno mineral es la némesis de la predicción y cuantificación de flujo en yacimientos fracturados. Aunque la presencia, ancho e intensidad de los sistemas de fracturas naturales pueden predecirse en cierta medida, el relleno mineral y la integridad del mismo no puede conocerse con exactitud<sup>ddd</sup>. La presencia de un relleno mineral completo puede acabar con una exploración científicamente sólida. Afortunadamente, el relleno es frecuentemente incompleto o ha sufrido algún grado de disolución, haciendo la permeabilidad del yacimiento aceptable para la producción. Las fracturas mineralizadas ocurren comúnmente en areniscas, *shale* y calizas (*limestone*)<sup>eee</sup>.

<sup>ddd</sup> Ibid., p. 58.

<sup>eee</sup> Ibid., p. 58.



La permeabilidad direccional del medio se ve directamente influenciada por la presencia de FN, exactamente por su morfología<sup>fff</sup> (Figura 64). El modelo *Concrete Damaged Plasticity* utilizado para las simulaciones, no tiene en cuenta como parámetro de entrada el valor de la permeabilidad, lo que imposibilita su análisis de sensibilidad; sin embargo, las variables de daño compresivo (Damagec, dc) y daño por tensión (Damaget, dt) dan una idea de la influencia de las FN en la permeabilidad, al ser esta última un valor de área (L<sup>2</sup>). Una fractura *gougefilled* reducirá drásticamente la permeabilidad del yacimiento a través de la fractura, pero debido al área de sección transversal relativamente pequeña del relleno, la permeabilidad será cercana (o ligeramente inferior) a la permeabilidad normal de la matriz paralela al relleno de la fractura. Una fractura *slickensided* crea quizás la anisotropía más grande de permeabilidad de todas las morfologías de fractura porque aumenta la permeabilidad paralela a la fractura y la disminuye a través de la misma. La deformación a lo largo de las paredes de la fractura disminuye la permeabilidad del yacimiento, como en las *gouge*, a través de la fractura; sin embargo, debido al desajuste de las superficies de deslizamiento, se produce un espacio continuo de poros interconectados a lo largo de la fractura, el cual incrementa la permeabilidad del yacimiento paralela a la misma. Para el caso de las fracturas *vuggy* sin alteración diagenética de las paredes del *vug*, deben, como en las fracturas abiertas, aumentar la permeabilidad paralela a la fractura y tener poco efecto en la permeabilidad a través de ella. Las mezclas de diversas morfologías pueden dar efectos de permeabilidad direccional inusuales y deben ser tratadas individualmente, a menudo con datos de núcleos completos en 3D<sup>ggg</sup>.

Varios valores representativos y publicados para el ancho de una FN indican que es un valor pequeño (Tabla 6), dentro del rango de 0.01 – 5 mm (0.001 – 0.5 cm) y abarcan un poco más de un orden de magnitud; sin embargo, estos representan valores para profundidades someras (varios cientos de metros). El ancho de fractura

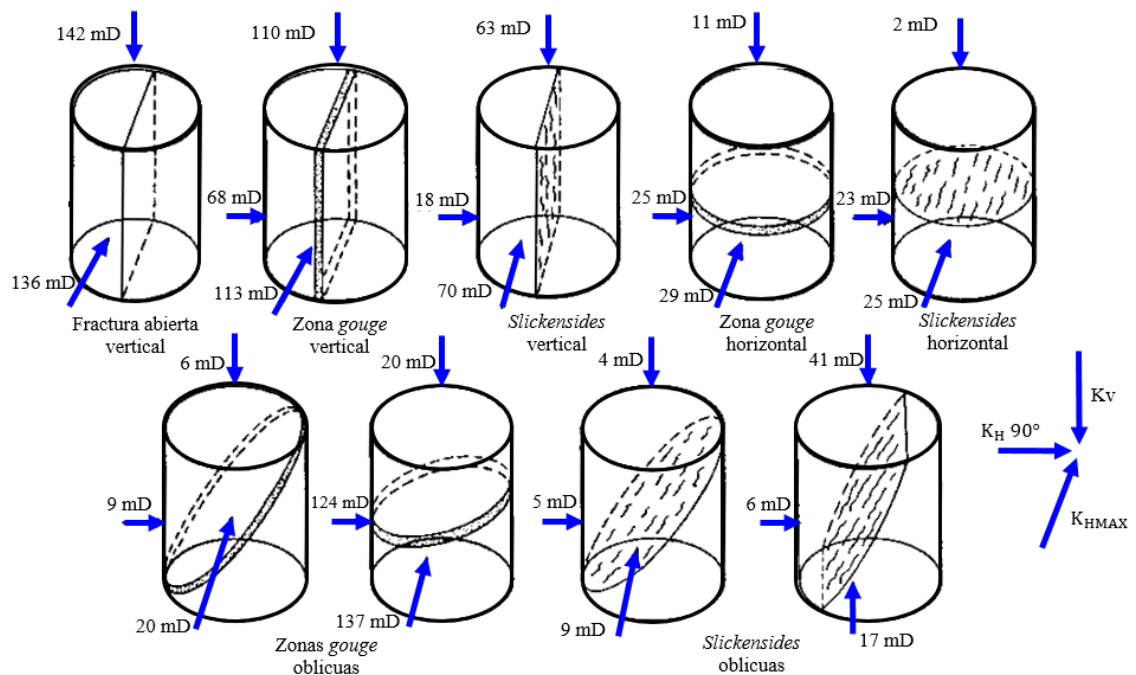
---

<sup>fff</sup> Ibid., p. 81.

<sup>ggg</sup> Ibid., p. 81.

para profundidades de operación de yacimiento (5000 – 20000 ft) es significativamente más pequeño<sup>hhh</sup>, el ancho utilizado para el desarrollo de las simulaciones será de 0.5 mm como se discutió anteriormente.

Figura 64. Efecto directo de diversas morfologías de fractura sobre la permeabilidad de todo el núcleo.



Adaptada de Nelson (2001).

Las simulaciones realizadas (Tabla 7) demuestran la sensibilidad del patrón de geometría de fractura al diferencial de esfuerzos y a la orientación de la FN respecto a los esfuerzos in-situ, examinando las propiedades de las FN totalmente mineralizadas o selladas que son comunes en formaciones tales como *Barnett*

<sup>hhh</sup> Ibid., p. 98.

*Shale*, con el fin de evidenciar que sirven como una trayectoria débil para el comienzo y/o desviación de la FH.

Tabla 6. Ancho de fracturas naturales publicados.

| <b>Autores</b>                         | <b>Ancho (mm)</b> |
|----------------------------------------|-------------------|
| <b>Noorishad <i>et al.</i>, (1971)</b> | 3                 |
| <b>Ohnishi &amp; Goodman (1974)</b>    | 1.3 – 2.5         |
| <b>Sharp <i>et al.</i>, (1972)</b>     | 0.1- 0.5          |
| <b>Snow (1968a)</b>                    | 5                 |
| <b>Snow (1968b)</b>                    | 0.5 - 0.15        |
| <b>Van Golf-Racht (1982)</b>           | 0.01 - 0.04       |
| <b>Wilson &amp; Witherspoon (1970)</b> | 0.25 (promedio)   |

Tomada de Nelson (2001).

Se realizaron un total de diez simulaciones (Tabla 7) para evaluar la presencia de FN mineralizadas, cada una de ellas con un ancho de 0.5 mm y una longitud de 120 mm. Para el análisis del diferencial de esfuerzos se tomaron los escenarios 1 y 9 de la Tabla 3, para evaluar un alto y un bajo diferencial respectivamente y un par de simulaciones para un diferencial igual a cero o en estado isotrópico. La tasa de inyección para el escenario 1 es 20 Mpa/s y 35 Mpa/s para el test 9 y el isotrópico, considerando un tiempo máximo de simulación de 2 segundos para evaluar el efecto de la Pf aplicada en la FV para cada configuración (Figura 59), con ángulos de interacción de 0°, 90°, 60° y 30°. En cuanto al material de la FN mineralizada se considera una lutita o *mudstone* con una densidad de 2.0E-09 (ton/mm<sup>3</sup>), un módulo de Young de 7230 (Mpa) y una relación de Poisson de 0.29 (Shen *et al.*, 2014).

La propagación del estado de esfuerzos en la configuración del modelo (Figura 50 y Figura 58) se realiza a través de la aplicación de un *step* de propagación de características iniciales, denominado *geostático* el cual garantiza la distribución del

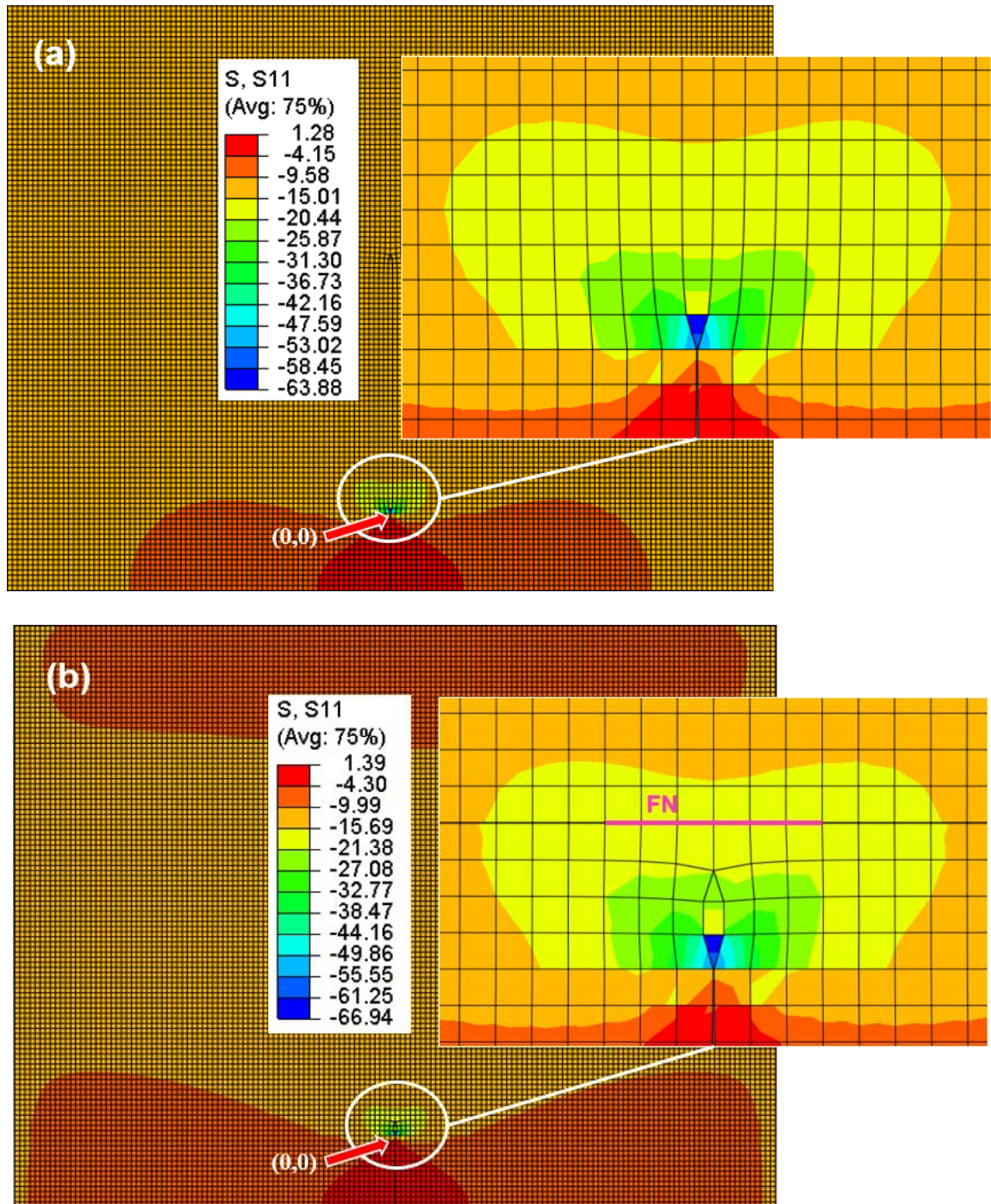
estado de esfuerzos inicial y cero deformaciones en el modelo, con el fin de permitir las perturbaciones de presión en la FV.

Tabla 7. Interacción con fracturas mineralizadas.

| Caso de comparación | Estado de esfuerzos (Mpa)<br>Sx - Sy | Tipo de anisotropía | Presión de inyección (Mpa, máx.) | Ángulo de Interacción (θ) | Descripción                                          |
|---------------------|--------------------------------------|---------------------|----------------------------------|---------------------------|------------------------------------------------------|
| 1                   | 10-50                                | Alta                | 20                               | 90                        | <i>l=120mm<br/>d=80mm<br/>t=1.730s</i>               |
| 2                   | 10-50                                | Alta                | 20                               | 0                         | <i>l=120mm<br/>d=80mm<br/>d'=1540mm<br/>t=1.730s</i> |
| 3                   | 10-50                                | Alta                | 20                               | 60                        | <i>l=120mm<br/>d=20mm<br/>t=1.730s</i>               |
| 4                   | 10-50                                | Alta                | 20                               | 30                        | <i>l=120mm<br/>d=20mm<br/>t=1.730s</i>               |
| 5                   | 35-50                                | Reducida            | 70                               | 60                        | <i>l=120mm<br/>d=20mm<br/>t=1.860s</i>               |
| 6                   | 35-50                                | Reducida            | 70                               | 30                        | <i>l=120mm<br/>d=20mm<br/>t=1.860s</i>               |
| 7                   | 35-35                                | Isotrópico          | 70                               | 90                        | <i>l=120mm<br/>d=80mm<br/>t=1.915s</i>               |
| 8                   | 35-35                                | Isotrópico          | 70                               | 0                         | <i>l=120mm<br/>d=80mm<br/>d'=1540mm<br/>t=1.915s</i> |
| 9                   | 35-35                                | Isotrópico          | 70                               | 60                        | <i>l=120mm<br/>d=20mm<br/>t=1.915s</i>               |
| 10                  | 35-35                                | Isotrópico          | 70                               | 30                        | <i>l=120mm<br/>d=20mm<br/>t=1.915s</i>               |

El signo negativo (-) de cada uno de los valores de la Figura 65 indica que se hace referencia a esfuerzos compresivos en las zonas representadas con la gama de colores que indica el *viewport*, cabe resaltar que los datos presentados son el promedio de los valores y que para análisis más detallados debe recurrirse al estudio nodo por nodo.

Figura 65. Propagación del estado de esfuerzos ( $\sigma_{hmin}=50$  Mpa,  $\sigma_v=10$  Mpa,  $t=0$ ) resultado de la aplicación del paso geostático disponible en Abaqus. (a) Escenario 1 de la Tabla 3. (b) Caso de comparación 1 de la Tabla 7.



El inicio y propagación de las fracturas hidráulicas es controlado principalmente por el campo de esfuerzos *in-situ* (Healy, 2012), el cual es alterado por la presencia de discontinuidades o fracturas naturales (Figura 65), configuración que ocasiona que la FH no se propague con la misma geometría o trayectoria de propagación, dependiendo de la distribución de esfuerzos en el medio y la presencia de FN, como puede observarse en la Figura 66, que compila las simulaciones realizadas según la Tabla 7.

Figura 66. Modelado de la interacción FN-FH con FN mineralizadas. Casos de comparación del 1 al 10, Tabla 7.

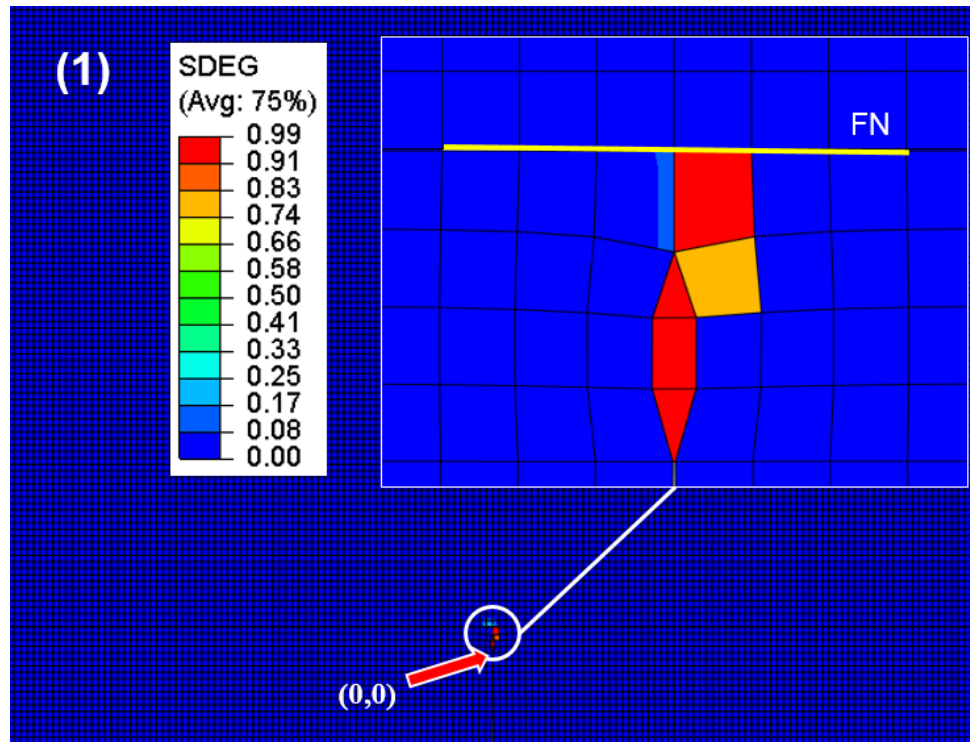




Figura 66. (Continuación)

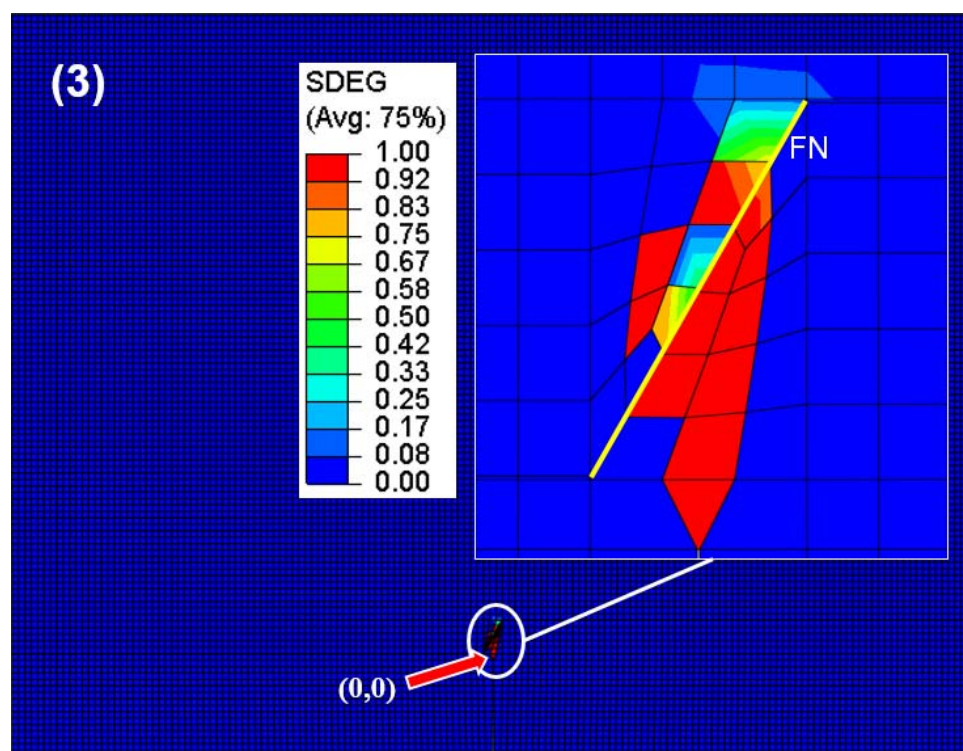
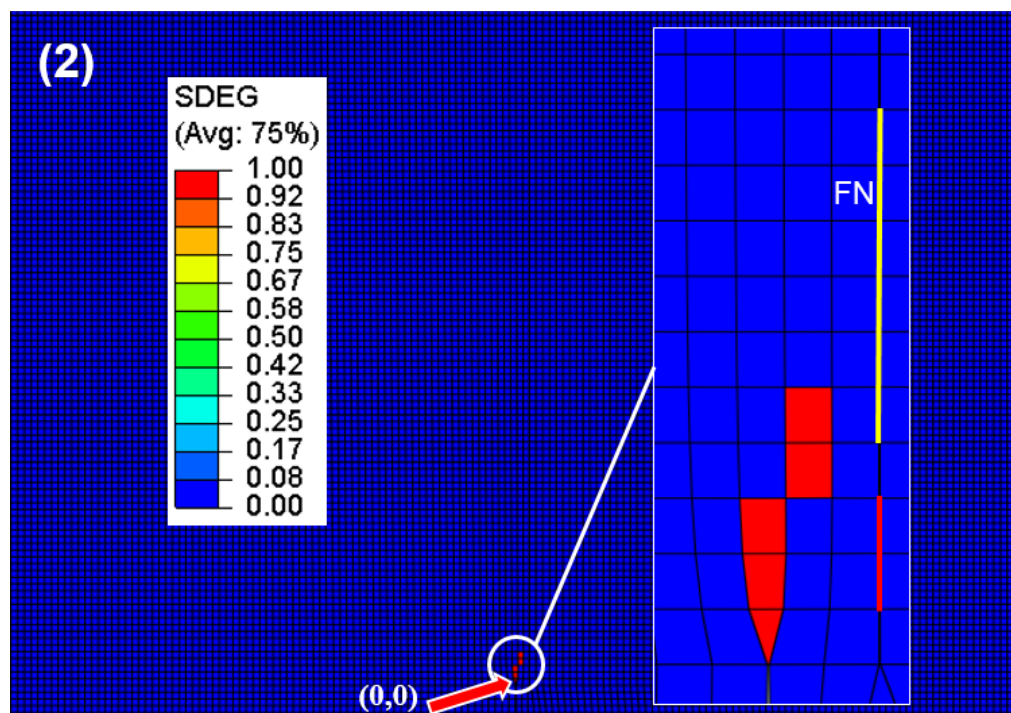


Figura 66. (Continuación)

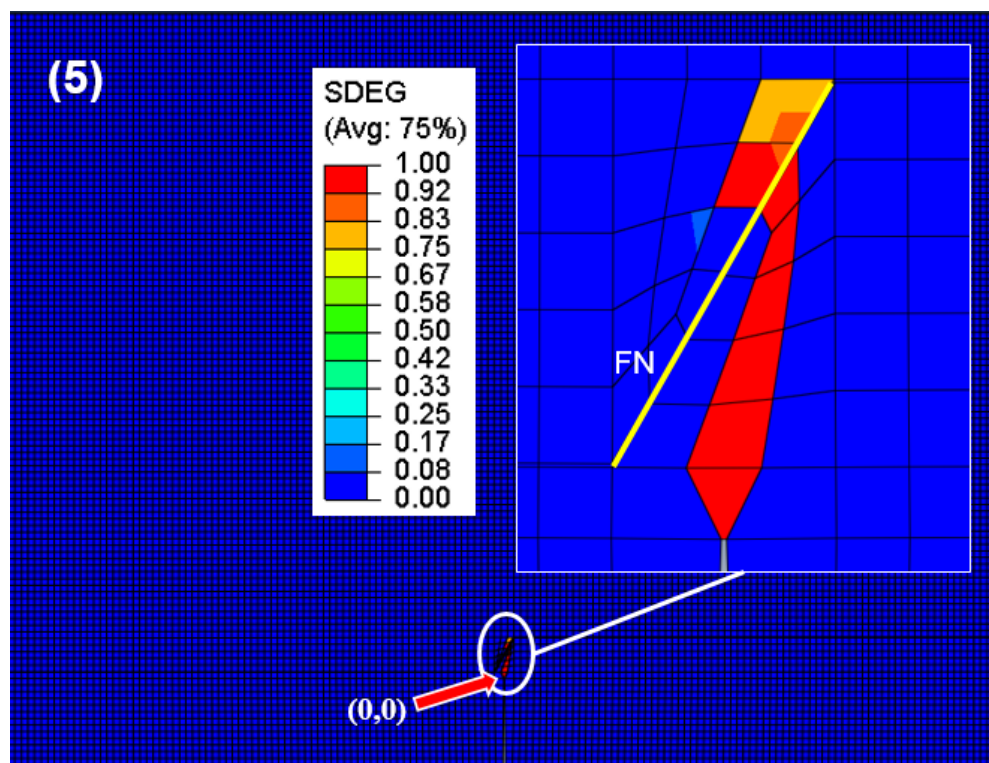
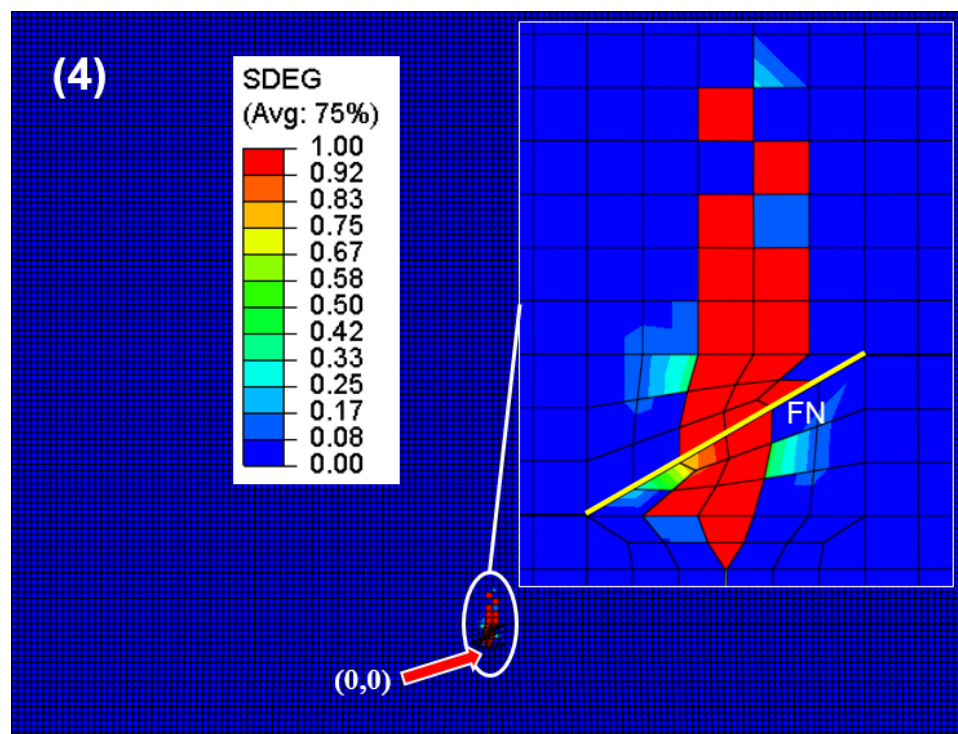




Figura 66. (Continuación)

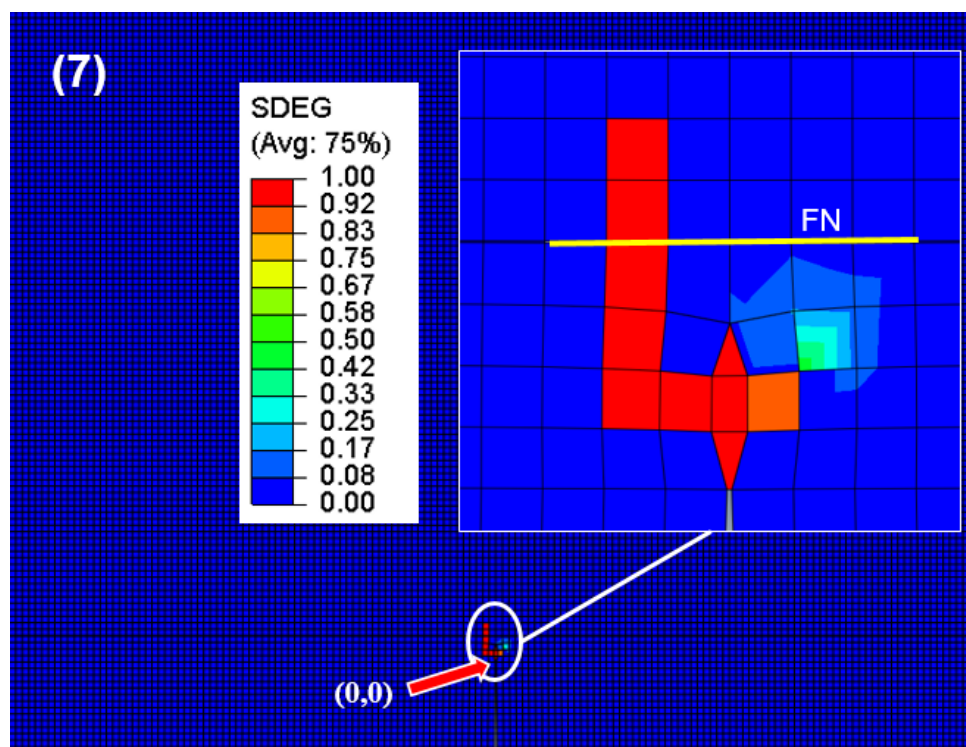
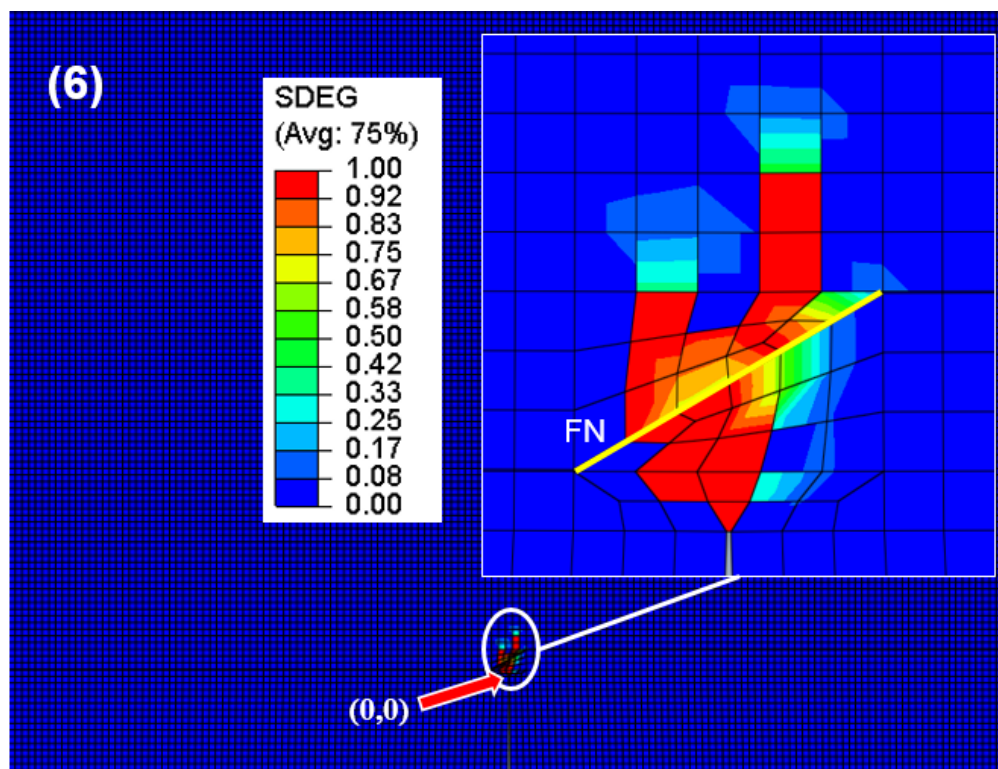


Figura 66. (Continuación)

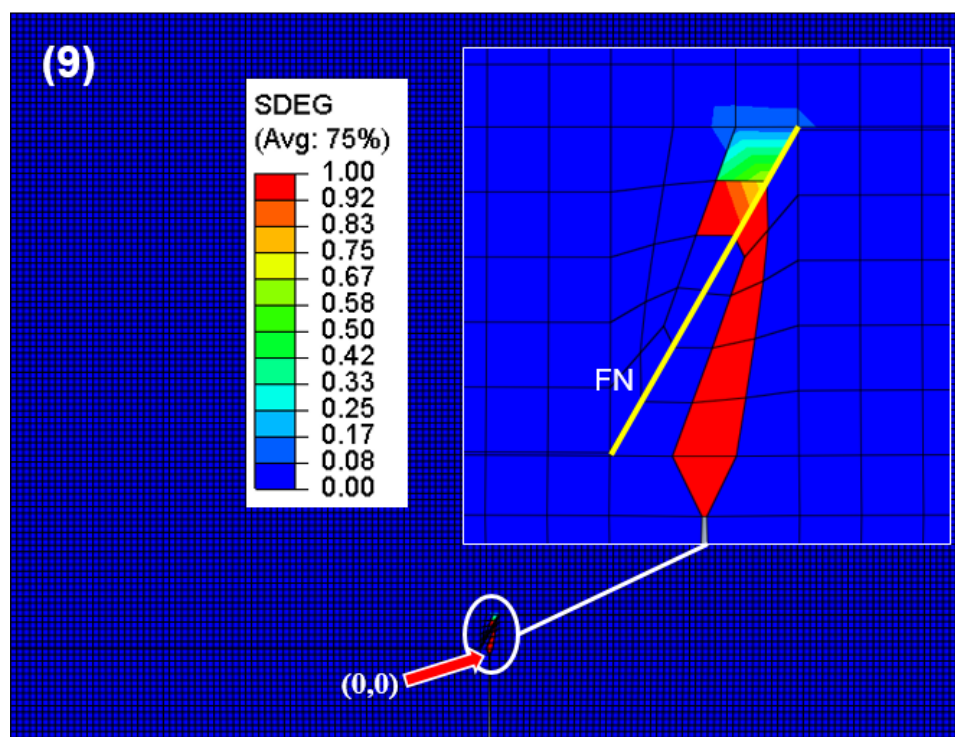
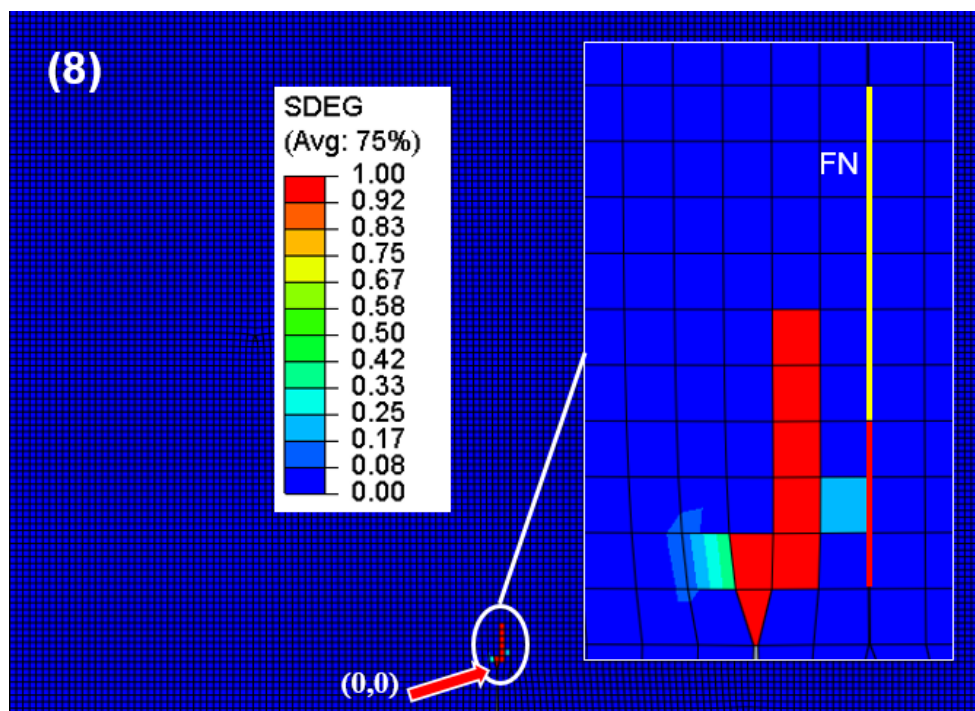
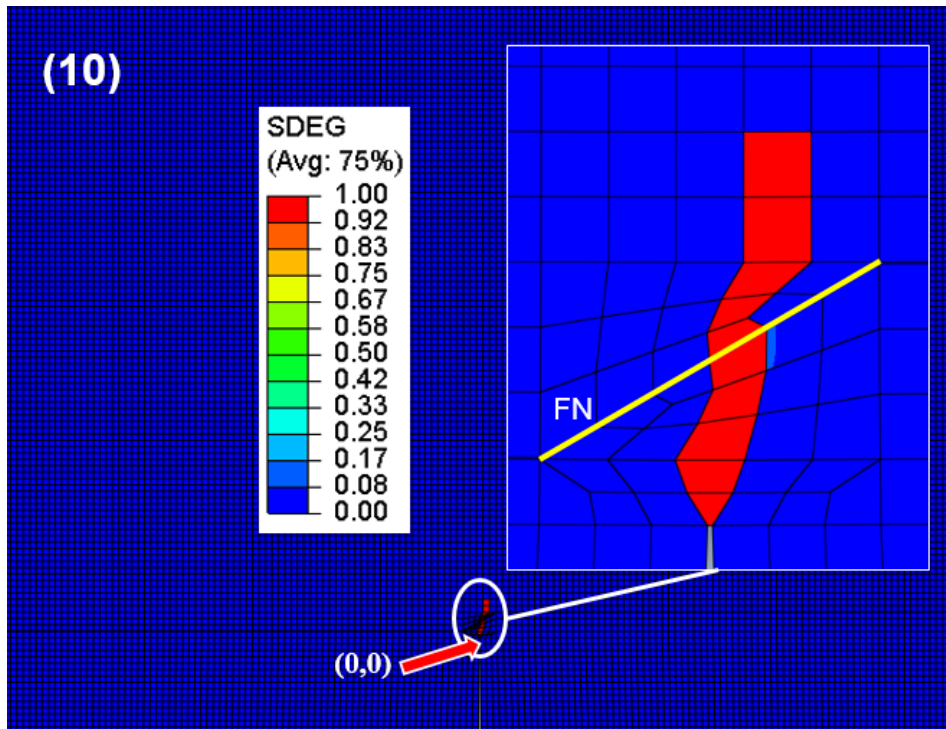


Figura 66. (Continuación)



La intersección entre fracturas es menos probable si la dirección es paralela entre ellas (casos de comparación 2 y 8, Tabla 7), pero se da interacción entre cuerpos cercanos, es decir, aunque no existe contacto entre la fracturas, se altera la configuración geomecánica del medio y las FN pueden ser reactivadas por estar dentro de la zona del proceso o alrededor de la punta de la fractura, tal como la FN en el caso 2 y 8 donde se evidencia reactivación; si la FN es ortogonal a la dirección esperada de la FH, está última cruza la FN sin mayor oposición (casos de comparación 1 y 7, Tabla 7), comportamiento que resulta similar al documentado en trabajos como el de Olson & Dahi (2010) sobre la influencia de las FN en la propagación de FH.

Los casos de comparación de la Tabla 7 muestran que la fractura en propagación cruza la FN, se queda en ella algún tiempo (característica que puede ser observada debido al desarrollo dinámico de cada una de las simulaciones), o en algunos casos,

se queda en la FN por una pequeña distancia y rompe de nuevo para propagarse en una dirección más favorable mecánicamente, dependiendo del ángulo de interacción de la FN y la FH, así como de la dirección relativa de la FN con el campo de esfuerzos; situaciones que también pueden ser evidenciadas en investigaciones experimentales como las realizadas por Zhou & Xue (2011) y Blanton (1982).

En los trabajos realizados por Wu & Olson (2016) el crecimiento de la FH es suprimido por un alto diferencial de esfuerzos, debido principalmente a la desviación de la FH a lo largo de la FN (caso de comparación 3, Tabla 7). La Figura 67a contiene los datos del caso de comparación 3, 5 y 9 de la Tabla 7, la cual corresponde a una interacción con un ángulo de  $60^\circ$  y para el cual se grafica la afectación de un diferencial de esfuerzos alto (40 Mpa), uno bajo (15 Mpa) y uno nulo, respectivamente.

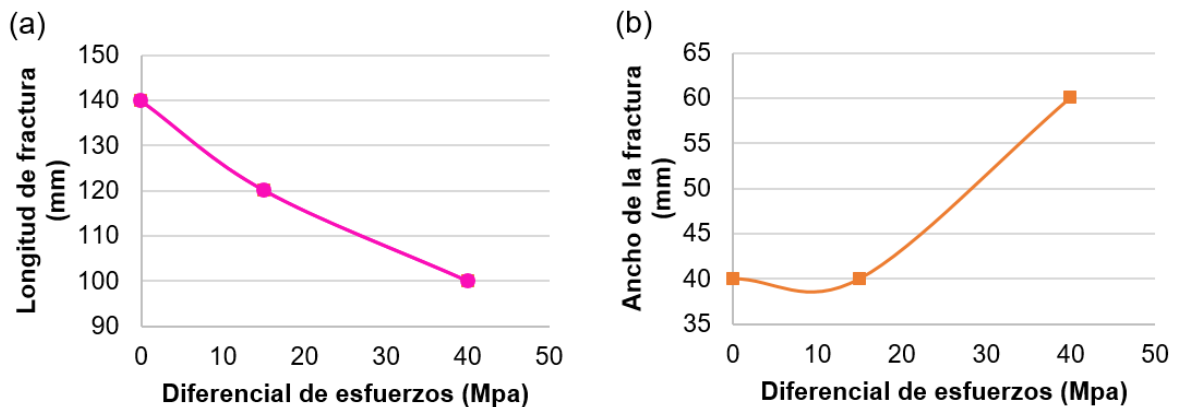
La Figura 67 denota que la FH que se propaga en un yacimiento con un alto diferencial de esfuerzos y en presencia de FN, tiene una penetración menor en el mismo y una apertura amplia, debido a que la propagación de la fractura se hace más lenta cuando intercepta con la FN en el caso de un alto diferencial de esfuerzos. La Figura 67b grafica el ancho total de fractura, es decir, el ancho total de la zona dañada ( $d > 0.9$ ), siendo mayor para altos valores de DS. La Tabla 7 permite realizar un análisis de la afectación que provoca la anisotropía de esfuerzos, obteniendo como resultado que para valores altos la geometría de la fractura generada es menos compleja (casos de comparación del 1 al 4, Tabla 7).

#### **4.3 INTERACCIONES**

Las simulaciones realizadas permiten identificar diferentes escenarios de interacción entre una FH y una FN (Tabla 5 y Tabla 7) para FN abiertas o mineralizadas, respectivamente. Dichas situaciones aumentan considerablemente la complejidad de la geometría de fractura final y varían las condiciones

geomecánicas del medio, principalmente la distribución de los esfuerzos antes (Figura 65), durante y después de la presurización, así como la degradación de la rigidez. Los escenarios de interacción más representativos son los descritos por la Figura 38 e incluyen una FH detenida en una FN, el cruce con o sin desplazamiento, la ramificación en la intersección con FN, la ramificación al final de una FN y la dilatación de la FN. A través del modelado realizado en el software comercial Abaqus y haciendo uso de los materiales disponibles en su librería, así como de los análisis dispuestos para diferentes tipos de estudios, mediante el material *Concrete Damage Plasticity* y un análisis dinámico explícito; este tipo de interacciones entre fracturas es posible representarlas y evaluarlas respecto al tiempo, presentando dificultades importantes como el enmallado del medio y el gran costo computacional que se traduce en grandes tiempos de simulación.

Figura 67. (a) Longitud de la fractura hidráulica y (b) ancho para tres casos de propagación de FH con diferentes diferenciales de esfuerzos en presencia de una FN con un  $\theta=60^\circ$ .



La Figura 68 muestra la secuencia de propagación de la FH para el caso de comparación 3 de la Tabla 7 a diferentes tiempos de simulación, donde la Figura 68d representa un mapa de la interpretación de la geometría de la FH, donde es



importante señalar que debido a que la variable daño es isotrópica, la interpretación de la dirección del crecimiento de fractura se realiza observando el enlace entre los elementos.

Los números de la Figura 68d indican el orden de propagación o ramificación de la FH, a través de ellos se hace posible la identificación de interacciones como FH detenida en una FN (#2), cruce de FN con desplazamiento (#3 y 4) y la ramificación en la intersección con una FN (#5) y consecuente cruce.

La Figura 69 representa la secuencia de propagación para el caso de comparación 6 de la Tabla 7 donde es posible identificar a través de la Figura 69d una FH detenida al encontrarse con la FN (#2), el cruce de una FN sin desplazamiento (#3 y 4), la ramificación en intersección con la FN (#6 y 8) y la ramificación al final de una FN (Figura 69c).

Figura 68. Secuencia de propagación de FH en presencia de una FN mineralizada. Caso de comparación 3 de la Tabla 7. Alto diferencial de esfuerzos y  $\theta=60^\circ$ .

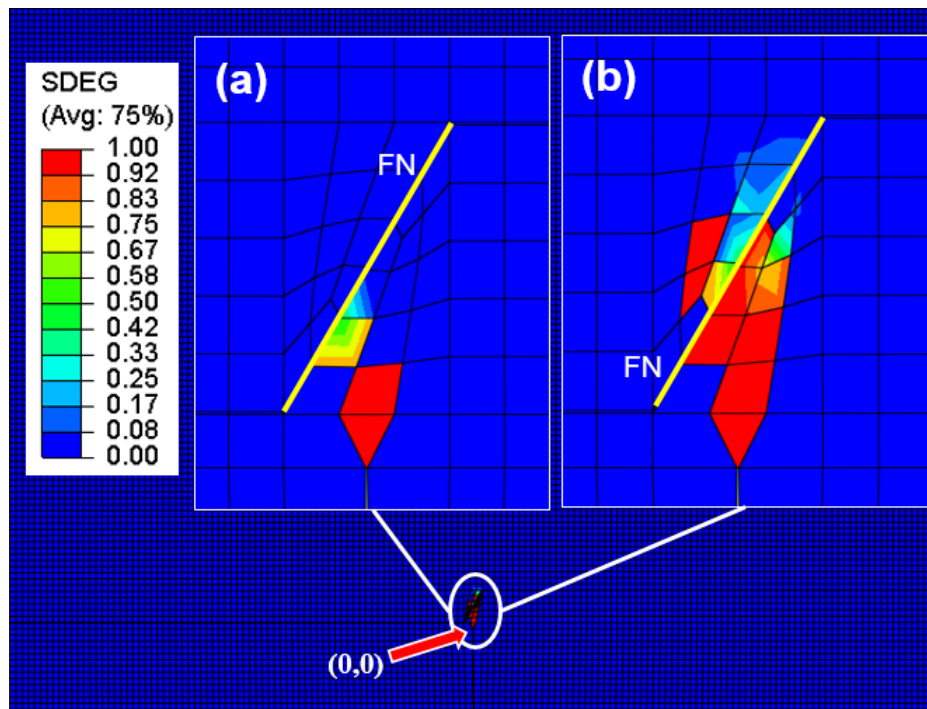
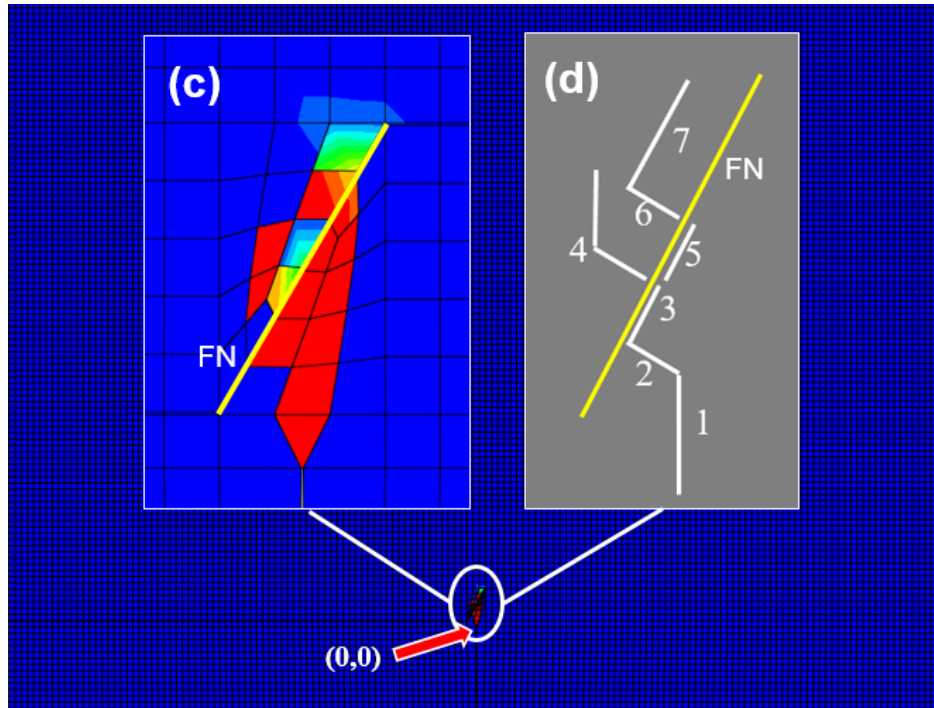
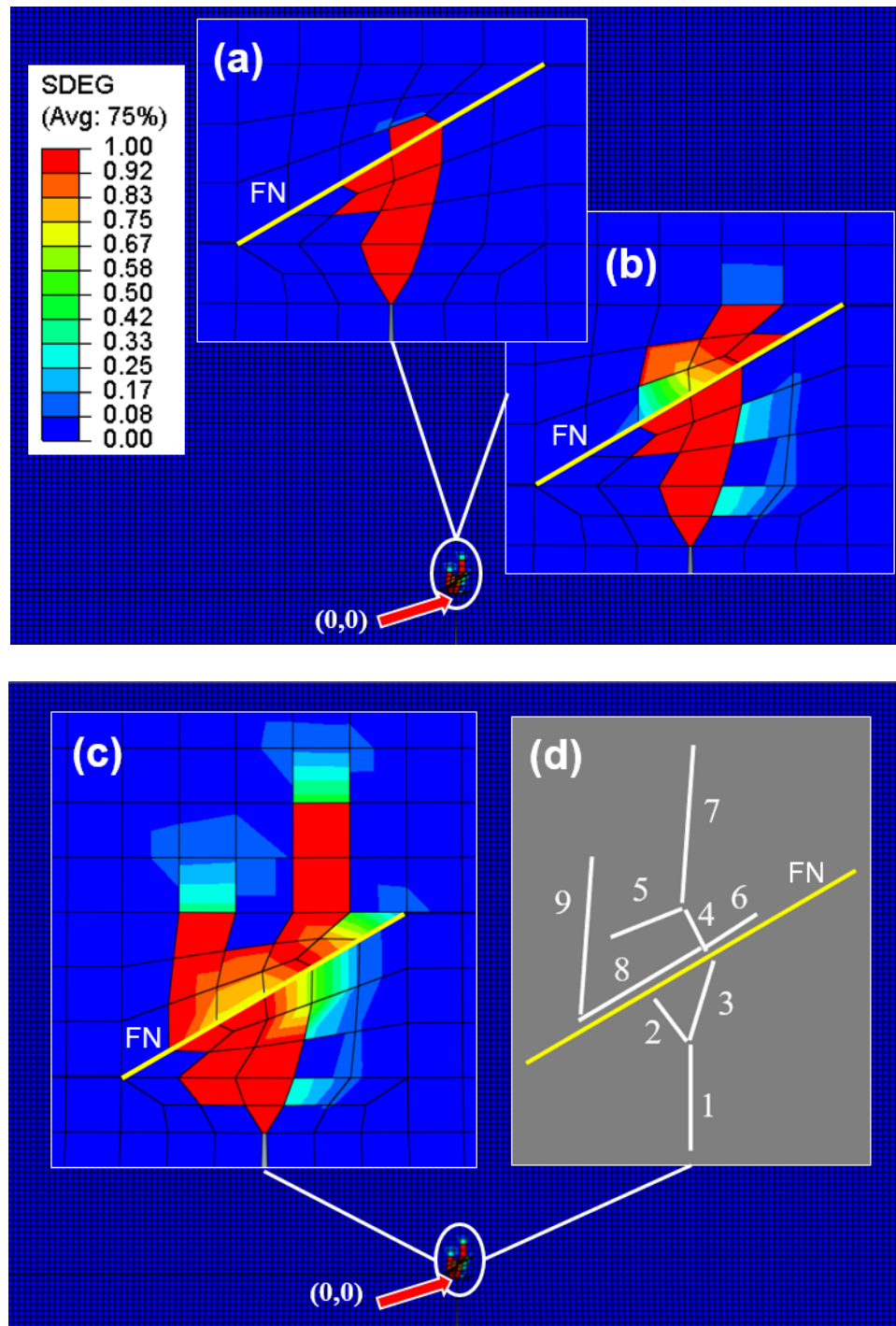


Figura 68. (Continuación)



Dependiendo de la configuración de los casos de estudio, cada una de las interacciones puede ser observada, teniendo en cuenta la configuración de esfuerzos, el ángulo de interacción y la Pf o presurización del medio. La interacción correspondiente a la dilatación de la FN debido al deslizamiento de cizalla solo se evidencia en la propagación de FH en presencia de FN abiertas (Figura 70c), pues este tipo de interacción se da debido a que la presión del fluido permanece por debajo de su esfuerzo de corte y la interface no se separa en tensión, pero falla por corte causando dilatación. En la Figura 70b es posible identificar una interacción debida a la relación o afectación que se ejerce en la FN por estar ubicada en la zona del proceso y donde las características mecánicas de la roca varían debido a la presurización generando ramificación al final de una FN (#4 y #2).

Figura 69. Secuencia de propagación de FH en presencia de una FN mineralizada.  
Caso de comparación 6 de la Tabla 7. Bajo diferencial de esfuerzos y  $\theta=30^\circ$ .





Las interacciones resultantes del modelado realizado permiten sensibilizar parámetros como las condiciones de diferencial de esfuerzos y el ángulo de interacción, siendo los parámetros más influyentes en la geometría de fractura final, producto de la interacción FH-FN a través de fracturamiento hidráulico. Dicha relación FH-FN resulta en la formación de redes de fracturas complejas (Figura 68d y Figura 69d), a través de las cuales podría mejorarse la productividad de la formación debido a la apertura de las FN y al aumento del área de contacto o volumen afectado debido al fracturamiento; en contraste con procesos de presurización que resultan poco previsibles o exitosos debido a la coalescencia de las FN en una FH, lo que disminuye el área de afectación o volumen de contacto.

Figura 70. Secuencia de propagación de FH en presencia de una FN abierta. Escenario I de la Tabla 5. Alto diferencial de esfuerzos.

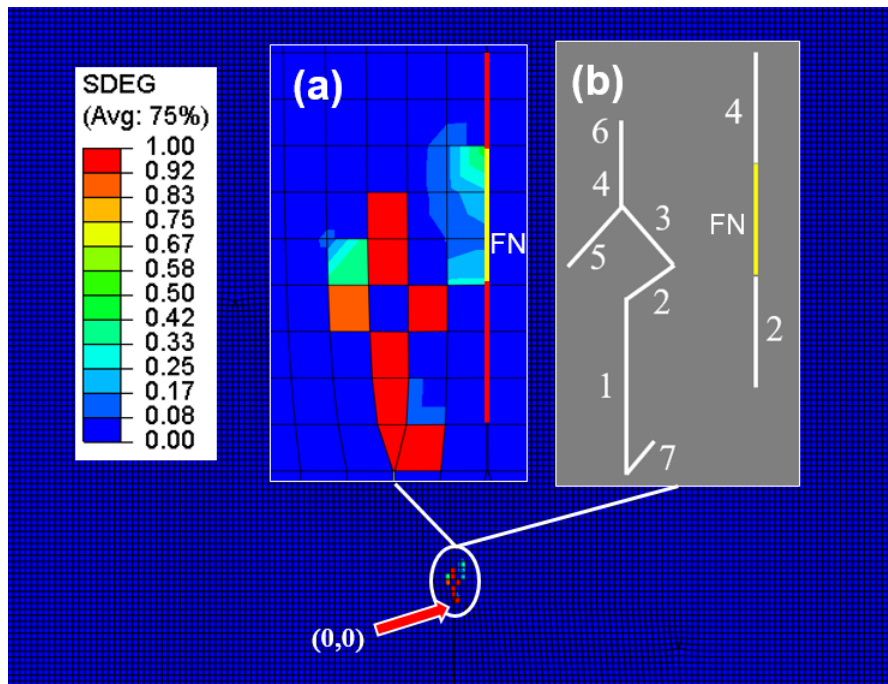
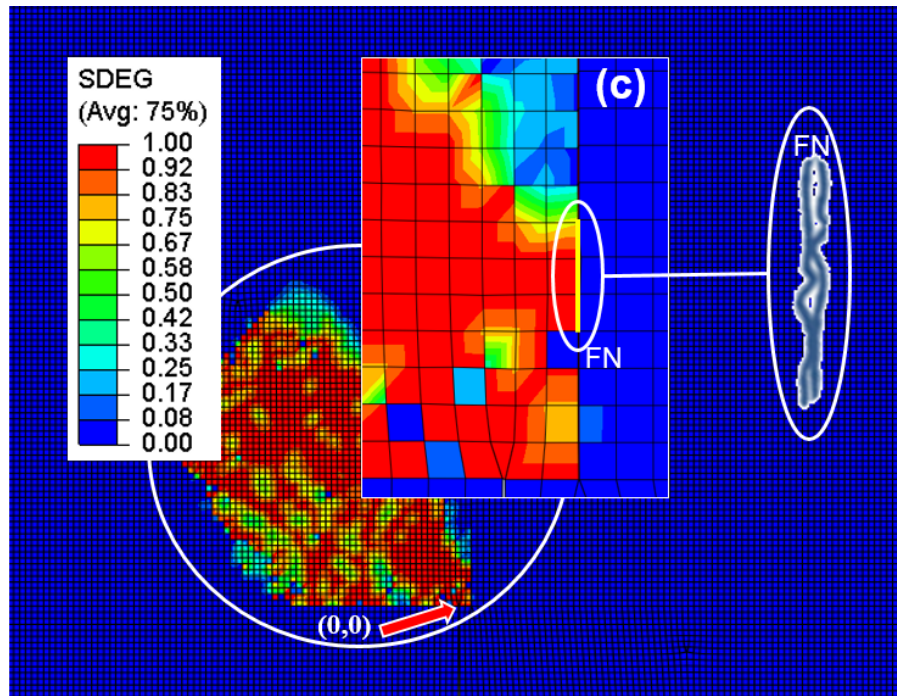


Figura 70. (Continuación)



Las FN de cualquier tipo son más sensitivas a esfuerzos que la matriz rocosa, debido a la configuración de los mismos a su alrededor; las FN son afectadas por disturbios de esfuerzos debido a la inyección de fluidos, resultando en apertura, cierre y reorientación de las mismas (Figura 66, Figura 68, Figura 69 y Figura 70), influyendo en las propiedades geomecánicas del medio y afectando principalmente la permeabilidad. Además, los efectos de la nueva red de fractura compleja podrían verse reflejados en pérdidas de fluido fracturante (*leakoff*), prematuro *screen out*, detención de la propagación de fractura, formación de múltiples fracturas y presiones netas altas; incrementando la complejidad de los YNF y disminuyendo el éxito de la operación de fracturamiento hidráulico.

Las FN totalmente mineralizadas (simulaciones de la Tabla 7) pueden crear barreras de permeabilidad para todo tipo de flujo, lo que a su vez podría generar pequeños compartimientos dentro del yacimiento que pueden llevar a recuperaciones no

económicas o marginales; sin embargo, bajo diferentes condiciones (Figura 66 casos 3, 4, 6 y 7) son el inicio de una red de fracturas que lleva a un mayor volumen contactado y por ende a un aumento en la cantidad de fluido recuperado. Si las FN de la Figura 68 y Figura 69 no existieran el área afectada por dicha interacción no sería posible y el éxito del tratamiento de fracturamiento hidráulico bajo estos escenarios se reduciría, pues el objetivo principal de su aplicación en YNF es el de contactar la mayor área posible. Para el caso de las FN abiertas, estas aumentan considerablemente la permeabilidad del yacimiento paralela al plano de la fractura, ya que tienen el ancho de un poro lo que ocasiona poco o ningún efecto en el flujo de fluido perpendicular al plano de la fractura; sin embargo, al hacer parte de una red compleja resultado de la interacción FN-FH (Figura 60d, Figura 61a y Figura 62d) su efecto en el flujo de fluidos cobra relevancia.

Daneshy et al. (1974) atribuyó el efecto de las fracturas pre-existentes (FN) a su influencia en el campo de esfuerzos local, situación que claramente modifica la dirección de propagación de la FH en el medio (Figura 63, Figura 65 y Figura 66). Sus experimentos al igual que el modelado realizado en esta investigación mostraron que pequeñas fracturas, abiertas o cerradas, fueron influenciadas localmente por la FH inducida, y fueron capaces de cambiar su orientación general configurando una geometría de fractura más compleja.

Los escenarios de interacción FN-FH más comunes de la Figura 38 no pueden darse de manera simultánea, pero si pueden ser observados dependiendo del valor de la presión de inyección aplicada y las características del medio, tales como diferencial de esfuerzos y ángulo de interacción o aproximación (e.g. Figura 68 y Figura 69). Para el análisis de los resultados de las simulaciones realizadas consignados en la Figura 60, Figura 61 y Figura 62 para la Tabla 5 y Figura 66 para la Tabla 7, cada caso en particular descrito allí hace posible identificar diversas interacciones. Para el caso de una FN abierta ubicada en dirección paralela a la FH y debido a la influencia del estado de esfuerzos alterado en la FN, se presenta ramificación al final de la FN por compresión (Figura 60b) y tensión (Figura 60c) sin

necesidad de una interacción directa, es decir, contacto FH-FN. De igual modo, es posible identificar ramificaciones al final de una FN en casos donde su orientación es horizontal o con un ángulo de interacción de  $60^\circ$ , presentando ramificación al final de la FN por compresión en ambos casos (Figura 61b y Figura 62b).

La identificación de los escenarios de interacción relacionados por Weng (2015) en la Figura 38 también es posible, analizando los resultados de las simulaciones de la Tabla 7. La Figura 66 caso 1 permite identificar bajo esas condiciones una FH detenida en la FN, al menos momentáneamente como resultado de un valor de presión en la FH menor que el esfuerzo normal de la FN. El cruce de una FN con o sin desplazamiento se establece en los casos 3, 4, 5, 6, 7, 9 y 10 de la Figura 66, donde para el cruce sin desplazamiento (casos 5, 7, 9 y 10) se cumple que la presión en el punto de intersección excede la presión necesaria para iniciar una fractura a lo largo de la dirección de propagación original de la FH, y para los casos con desplazamiento la presión en algún lugar de la FN es suficientemente alta para superar la resistencia de la fractura y romperse desde la FN en algún lugar entre el punto de intersección y la punta de la FN.

La ramificación al final de una FN resultado de la interacción con una FH en propagación puede detallarse en los casos 3 y 6 de la Figura 66, donde la presión en uno de los extremos de la FN excede la presión neta requerida para comenzar la propagación desde la punta de la FN. Al igual que los casos con presencia de FN abiertas en los que puede apreciarse una interacción debido a la ubicación de las FN en la zona de esfuerzos alterada, la presencia de FN mineralizadas también resulta afectada por este campo de esfuerzos, resultando en ramificación al final de las FN sin la necesidad de interacción o contacto directo con la FH.

## 5. CONCLUSIONES

Trabajos de investigación a escala de poro como los realizados por Zhang *et al.* (2013) , por ejemplo, evidencian que a diferentes tasas de inyección se origina un movimiento de partículas desigual que da lugar a la formación de diversas geometrías de fractura y no a una forma simétrica, por lo que métodos de simulación que limiten o predefinan la dirección de propagación como los XFEM, DEM y DFN no resultan apropiados para el modelado de fracturamiento hidráulico, mucho menos si es en una formación perteneciente a un yacimiento naturalmente fracturado; lo que hace al MEF con mecánica de daño continuo una alternativa efectiva para la evaluación de dichas redes de fracturas complejas resultado de la inyección de fluidos propia de fracturamiento hidráulico, debido a su capacidad de simular efectos no planares. La geometría de fractura hidráulica final solo puede ser comprendida si se realiza un estudio de la interacción elemento por elemento del modelo para identificar su dirección de propagación, situación que debido al método de solución dinámico es totalmente posible.

Si bien la permeabilidad no es un parámetro de entrada en el material *concrete damaged plasticity* utilizado para modelar el fenómeno de fracturamiento a través de MEF con mecánica de daño continuo en el software de simulación seleccionado (Abaqus), esta puede ser relacionada a la deformación o al estado de esfuerzos correspondiente. Además, los indicadores de daño compresivo (*Damagec*) y daño por tensión (*Damaget*) dan una idea de la influencia de las fracturas hidráulicas en la permeabilidad, al ser esta última un valor de área, lo que permite a través del conocimiento de los elementos *dañados* ( $d=1$ ) una aproximación del valor de permeabilidad.

El inicio y la propagación de una fractura resultado del modelado a través de fracturamiento por daño depende de los campos de esfuerzos y deformación, controlados por parámetros de entrada no lineales como la historia de carga y daño, donde el parámetro daño evoluciona separadamente como una función de la deformación plástica y realiza un seguimiento para el daño por tensión y compresión de manera individual, permitiendo que el material conserve la resistencia direccional dependiendo de cómo sea forzado, lo que hace a la implementación del modelo completamente diferente a las demás, pues generalmente su modelado consiste en la aplicación de un criterio de falla que predice la orientación de una fractura idealizada con respecto a un tensor de esfuerzos dado.

La implementación del modelo permite identificar zonas potenciales para la ramificación y segmentación de la fractura hidráulica generada, lo que podría ocasionar efectos positivos tales como, la transformación en ramas de crecimiento activo para maximizar el alcance de la fractura hidráulica creada o efectos negativos reflejados en pérdidas de fluido fracturante o *leakoff*, así como un prematuro *screen out*, lo que hace del modelo una herramienta valiosa para la detección de este tipo de zonas críticas.

Las simulaciones capturan las principales etapas de deformación de la roca, incluyendo el comienzo de inelasticidad, *strain hardening*, resistencia final, *strain softening* y falla frágil. Debido a que la configuración del problema se establece para capturar propagación transitoria e inestable, con *strain softening* extremo, las simulaciones se hacen muy difíciles de ejecutar; sin embargo, es lo que convierte a la aplicación de MEF con mecánica de daño continuo en una herramienta de predicción importante y novedosa.

El efecto de las fracturas naturales en el campo de esfuerzos local es indiscutible, su existencia modifica las condiciones de propagación de la fractura hidráulica y aumenta la complejidad de la geometría final, siendo capaz de modificar la orientación original en mayor o menor medida dependiendo de las características que describan el sistema en estudio, por ejemplo, configuraciones sometidas a un gran diferencial de esfuerzos y un ángulo de interacción alto, induce el cruce de las FN con o sin desplazamiento, con menos probabilidad de alterar la trayectoria de propagación de la FH, por lo que esta cruzará un gran número de fracturas naturales a medida que se propaga a través del yacimiento, generando un sin número de geometrías y aumentando su complejidad. Las diferentes interacciones analizadas no pueden darse de manera simultánea, pero si de manera progresiva de acuerdo a las particularidades del medio.

El nivel de penetración en el yacimiento o longitud de la geometría final alcanzada, al igual que el ancho de la misma, está influenciada por el diferencial de esfuerzos, de manera que cuando los valores del mismo son grandes, la longitud alcanzada es menor y el ancho o área influenciada es grande comparado con niveles de diferencial de esfuerzos más bajos, como resultado de una fuerte interacción con la FN y la propagación sobre ella.

La configuración del modelo planteado permite el estudio de la sensibilidad de la geometría final al diferencial de esfuerzos, ángulo de interacción y distancia a la fractura vertical preexistente; las demás variables documentadas requieren el desarrollo de toda la metodología propuesta por Buseti, para calibrar el material y poder realizar el estudio sobre parámetros como el módulo de Young y el módulo de Poisson.

La propagación de la fractura además de ser afectada por el diferencial de esfuerzos, también se encuentra en función de factores como las propiedades mecánicas de la roca, orientación del pozo, complejidad tectónica y estructural, entre otros. Pese a ello, diversas experiencias en campo, algunos autores y la sensibilidad realizada en este documento, han mostrado que a diferentes valores de anisotropía y dependiendo de las demás condiciones del medio, la roca podría no alcanzar la falla por tensión de manera temprana, sino fallar por corte antes de hacerlo por tensión limitando la viabilidad de la operación de fracturamiento; situación que es posible identificar en las simulaciones realizadas gracias a su desarrollo como fenómenos dinámicos, permitiendo establecer qué ocurre consecutivamente para cada caso.

La densidad de la malla resulta un parámetro importante pues la exactitud de los cálculos es función directa de la calidad de la malla generada y la cantidad de elementos finitos creados, debido al aumento en su capacidad para calcular adecuadamente los esfuerzos locales, los desplazamientos y capturar el comportamiento correcto; sin embargo, la existencia de elementos muy pequeños (una malla muy refinada), una rigidez del material alta, una densidad del material baja y grandes cargas aplicadas reducen la estabilidad numérica y aumentan el tiempo de cálculo o computo.



## 6. RECOMENDACIONES

Realizar un estudio detallado sobre los riesgos geomecánicos inherentes al fracturamiento hidráulico en formaciones con presencia de fracturas naturales.

Analizar el proceso de fracturamiento por daño de las rocas desde la etapa inicial, es decir, desarrollar un completo estudio que implique la adaptación de los datos de mecánica de rocas al modelo de daño por elementos finitos que se incluye en Abaqus y que tiene en cuenta la adquisición de datos experimentales, la conversión de esos datos a los parámetros de entrada del material (*concrete damaged plasticity*), la creación de un modelo de elementos finitos para la configuración de laboratorio, su calibración y respectiva aplicación a otros modelos y análisis geológicos, de manera que se pueda realizar un análisis de sensibilidad más profundo.

Sin lugar a duda, el enmallado de los modelos de elementos finitos tiene una afectación especial en el éxito o fracaso de una simulación; el desafío principal consiste entonces en la generación de una malla de menor tamaño y mejores condiciones para estudios detallados en la punta de las fracturas y en el sitio exacto de la interacción, además del análisis de la influencia de otros tipos de fracturas naturales.

## BIBLIOGRAFÍA

ABASS, H.; HEDAYATI, S. & MEADOWS, D. Nonplanar Fracture Propagation From a Horizontal Wellbore: Experimental Study. En Society of Petroleum Engineers, SPE-24823-PA, 1996.

ABASS, H.; SOLIMAN, M.; AL-TAHINI, A.; SURJAATMADJA, J.; MEADOWS, D. & SIERRA, L. Oriented Fracturing: A New Technique To Hydraulically Fracture an Openhole Horizontal Well. En Society of Petroleum Engineers, SPE-124483-MS, 2009.

ADDIS, T.; AHMED, U.; AKKUTLU, I.; BOUZIAT, A.; BRATOVICH, M. & BURTON, W. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development. Baker Hughes, CRC Press, 2016. 862p. ISBN 978-1-4987-5940-3.

ADVANI, S.; LEE, T. & LEE, J. Three-Dimensional Modeling of Hydraulic Fractures in Layered Media: Part I—Finite Element Formulations. En Journal of Energy Resources Technology, 1990. Vol. 112, 1-9p.

AGUILERA, Roberto. Naturally Fractured Reservoirs. 2 ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1995. 540p. ISBN 0-87814-449-8.

ALONSO, E.; GENS, A. & JOSA, A. A Constitutive Model for Partially Saturated Soils. En Geotechnique, 1990. Vol. 40, 405-430p.

BAGHERI, M. & SETTARI, A. Modeling of Geomechanics in Naturally Fractured Reservoirs. En Society of Petroleum Engineers, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008, 108-118p.

BARREE, R. A Practical Numerical Simulator for Three-Dimensional Fracture Propagation in Heterogeneous Media. En Society of Petroleum Engineers, SPE-12273-MS, 1983.

BARTON, C.; ZOBACK, M. & MOOS, D. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock. En *Geology*, 1995. Vol. 23, 683-686p.

BEUGELSDIJK, L.; DE PATER, C. & SATO, K. Experimental Hydraulic Fracture Propagation in Multi-Fractured Medium. En Society of Petroleum Engineers, SPE 59419, 2000.

BLANTON, T. Propagation of Hydraulic and Dynamically Induced Fractures in Naturally Fractured Reservoirs. En Society of Petroleum Engineers, SPE 15261, 1986.

BLANTON, Thomas. An Experimental Study of Interaction Between Hydraulically Induced and Pre-Existing Fractures. En Society of Petroleum Engineers, SPE-10847-MS, 1982.

BOBICH, Jennifer. Experimental Analysis of the Extension to Shear Fracture Transition in Berea Sandstone. Tesis de Maestría. Texas A&M University, 2005. 52p.

BRACE, W.; PAULDING, B. & SCHOLZ, C. Dilatancy in the Fracture of Crystalline Rocks. En *Journal of Geophysical Research*, 1966. Vol. 71, 3939-3953p.

BRITT, L. & HAGER, C. Hydraulic Fracturing in a Naturally Fractured Reservoir. En Society of Petroleum Engineers, SPE 28717, 1994.

BUSETTI, S.; MISH, K. & RECHES, Z. Damage and Plastic Deformation of Reservoir Rocks: Part 1. Damage Fracturing. En American Association of Petroleum Geologists, AAPG Bulletin, 2012a. Vol. 96, 1687-1709p.

BUSETTI, S.; MISH, K.; HENNINGS, P. & RECHES, Z. Damage and Plastic Deformation of Reservoir Rocks: Part 2. Propagation of a Hydraulic Fracture. En American Association of Petroleum Geologists, AAPG Bulletin, 2012b. Vol. 96, 1711-1732p.

- BUSETTI, Seth. Fracturing of Layered Reservoir Rocks. Tesis de Doctorado. University of Oklahoma, 2009. 272p.
- CARTER, B.; DESROCHES, J.; INGRAFFEA, P. & WAWRZYNEK, P. Simulating fully 3D Hydraulic Fracturing. En Model Geomech, 2000. 525-557p.
- CARVALHO, E.; BENDEZU, M.; OLIVEIRA, M.; ROEHL, D. & SOUSA, L. Finite Element Modeling of Hydraulic Fracturing in Vertical Wells. En Mecánica Computacional, 2010. Vol. XXIX, 8571-8578P.
- CASAS, L.; MISKIMINS, J.; BLACK, A. & GREEN, S. Laboratory Hydraulic Fracturing Test on a Rock with Artificial Discontinuities. En Society of Petroleum Engineers, SPE-103617-MS, 2006.
- CHANG, C.; ZOBACK, M. & KHAKSAR, A. Empirical Relations Between Rock Strength and Physical Properties in Sedimentary Rocks. En Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006. Vol. 51, 223-237p.
- CHEN, M. Re-orientation and Propagation of Hydraulic Fractures in Shale Gas Reservoir. En J. China Univ, 2013. Petroleum. 88-94p.
- CHEN, Z. Finite element modeling of viscosity dominated hydraulic fractures. En Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 136-144p.
- CHEN, Z.; BUNGER, A.; ZHANG, X. & JEFFREY, R. Cohesive Zone Finite Element-Based Modeling of Hydraulic Fractures. En Acta Mechanica Solida Sinica, 2009. Vol. 22, 443-452p.
- CHENG, W.; JIN, Y. & CHEN, M. Reactivation Mechanism of Natural Fractures by Hydraulic Fracturing in Naturally Fractured Shale Reservoirs. En Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015. Vol. 23, 431-439p.
- CIPOLLA, C.; LOLON, E. & ERDLE, J. Modeling Well Performance in Shale-Gas Reservoirs. En Society of Petroleum Engineers, SPE-125532-MS, 2009.

CIPOLLA, C.; WARPINSKI, N.; MAYERHOFER, M.; LOLON, E. & VINCENT, M. The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture-Treatment Design. En Society of Petroleum Engineers, SPE-115769-PA, 2010.

CLIFTON, R. & WANG, J. Adaptive Optimal Mesh Generator For Hydraulic Fracturing Modeling. En American Rock Mechanics Association, ARMA 91-607, 1991.

DAMJANAC, B. & CUNDALL, P. Application of Distinct Element Methods to Simulation of Hydraulic Fracturing in Naturally Fractured Reservoirs. En Computers and Geotechnics, 2016. Vol. 71, 283-294p.

DANESHY, A. ALI. Factors Controlling the Vertical Growth of Hydraulic Fractures. En Society of Petroleum Engineers, SPE-118789-MS, 2009.

DANESHY, Abbas. Hydraulic Fracture Propagation in the Presence of Planes of Weakness. En Society of Petroleum Engineers, SPE-4852-MS, 1974.

DENNEY, Dennis. Thirty Years of Gas-Shale Fracturing: What Have We Learned? En Journal of Petroleum Technology, 2010. Vol. 62, 88-90p.

DERSHOWITZ, W.; COTTRELL, M.; LIM, D. & DOE, T. A discrete fracture network approach for evaluation of hydraulic fracture stimulation of naturally fractured reservoirs. En American Rock Mechanics Association, ARMA10-475, 2010.

DOZIER, G.; ELBEL, J.; FIELDER, E.; HOOVER, R.; LEMP, S. & REEVES, S. Operaciones de Refracturamiento Hidráulico. En Oilfield Review, 2004.

EBERHARDT, E. Brittle Rock Fracture and Progressive Damage in Uniaxial Compression. Tesis de Doctorado. University of Saskatchewan, 1998. 334p.

ECONOMIDES, Michael. Modern Fracturing - Enhancing Natural Gas Production. Energy Tribune Publishing, 2007. 509p. ISBN 1604616881.

EIA, U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries

Outside the United States, 2013 [en línea]. [fecha de consulta: 10 de mayo de 2017]. Disponible en <<https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>>.

EIA, U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America, 2015 [en línea]. [fecha de consulta: 11 de mayo de 2017]. Disponible en <<https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>>.

FU, P.; JOHNSON, S. & CARRIGAN, C. Simulating complex fracture systems in geothermal reservoirs using an explicitly coupled hydro-mechanical model. En American Rock Mechanics Association, ARMA 11–244, 2011.

GALE, J.; REED, R. & HOLDER, J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments. En American Association of Petroleum Geologists, AAPG Bulletin, 2007. Vol. 91, 603-622p.

GEERTSMA, J. & DE KLERK, F. A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures. En Journal of Petroleum Technology, 1969. Vol. 21, 1571-1581p.

GRIESER, W.; WHEATON, W.; MAGNESS, W.; BLAUCH, M. & LOGHRY, R. Surface Reactive Fluid's Effect on Shale. En Society of Petroleum Engineers, SPE-106815-MS, 2007.

GRIFFITH, A. The Phenomena of Rupture and Flow in Solids. En Philos Trans Roy Soc Lond Ser a Contain Pap Math Phys, 1921. 163-198p.

GU, H.; SIEBRITS, E. & SABOUROV, A. Hydraulic Fracture Modeling With Bedding Plane Interfacial Slip. En Society of Petroleum Engineers, SPE-117445-MS, 2008.

GUO, J.; ZHAO, X.; ZHU, H.; ZHANG, X. & PAN, R. Numerical Simulation of Interaction of Hydraulic Fracture and Natural Fracture based on the Cohesive Zone Finite Element Method. En Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015. Vol. 25, 180-188p.

HAGSTROM, E. & ADAMS, J. Hydraulic Fracturing: Identifying and Managing the risks. En Environmental Claims Journal, 2012. Vol. 24, 93-115p.

HAIMSON, B. & KLAETSCH, A. Compaction bands and the formation of slotshaped breakouts in St. Peter sandstone. En The Geological Society of London, 2007. Vol. 284, 89-105p.

HAN, Gang. Natural Fractures in Unconventional Reservoir Rocks: Identification, Characterization, and its Impact to Engineering Design. En American Rock Mechanics Association, ARMA 11-509, 2011.

HANDIN, J. & HAGER, R. Experimental Deformation of Sedimentary Rocks Under Confining Pressure. Part 1. Tests at Room Temperature on Dry Samples. En American Association of Petroleum Geologists, AAPG Bulletin, 1957. Vol. 41, 1-50p.

HART, D. & WANG, H. Laboratory Measurements of a Complete Set of Poroelastic Moduli for Berea Sandstone and Indiana Limestone. En Journal of Geophysical Research, 1995. Vol. 100, 17741-17751p.

HASHIN, Z. Analysis of Composite Materials - A Survey. En Journal of Applied Mechanics, 1983. Vol. 50, 481-505p.

HEALY, Dave. Hydraulic Fracturing or "Fracking": A Short Summary of Current Knowledge and Potential Environmental Impacts. En Science, Technology, Research & Innovation for the Environment (STRIVE) Programme, 2012.

HILL, R. Elastic Properties of Reinforced Solids: Some Theoretical Principles. En Journal of the Mechanics and Physics of Solids, 1963. Vol. 11, 357-372p.

HOLDITCH, S.A. Tight Gas Sands. En Journal of Petroleum Technology, 2006. Vol. 58, 86-93p.

HURT, R. & GERMANOVICH, L. Parameters Controlling Hydraulic Fracturing and Fracture Tip-Dominated Leakoff in Unconsolidated Sands. En Society of Petroleum Engineers, SPE 160140, 2012.

IAPG, Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Shale en Argentina [en línea]. [fecha de consulta: 9 de mayo del 2017]. Disponible en <[http://www.shaleenargentina.com.ar/hidrocarburos-no-convencionales-56#.WRHi-41\\_ce](http://www.shaleenargentina.com.ar/hidrocarburos-no-convencionales-56#.WRHi-41_ce)>.

ISHIDA, T.; CHEN, Q.; YOSHIKI, M. & ROEGERS, C. Influence of Viscosity on the Hydraulic Fracturing Mechanism. En Journal of Energy Resources Technology, 2004. Vol. 126, 190-200p.

JAEGGER, J. & COOK, N. Fundamentals of Rock Mechanics. London, Chapman & Hall, 1976. 593p. ISBN 0412214105.

JOHNSON, A. & PAGE, M. A Theory of Concentric, Kink and Sinusoidal Folding and of Monoclinial Flexuring of Compressible, Elastic Multilayers. VII. Development of Folds within Huasna Syncline, San Luis Obispo County, California. En Tectonophysics, 1976. Vol. 33, 97-143p.

KATZ, O. & RECHES, Z. Microfracturing, Damage, and Failure of Brittle Granites. En Journal of Geophysical Research, 2004. Vol. 109, B01206p.

KAUFMAN, P.; PENNY, G. & PAKTINAT, J. Critical Evaluation of Additives Used in Shale Slickwater Fracs. En Society of Petroleum Engineers, SPE-119900-MS, 2008.

KESTIN, J. & RICE, J.R. Paradoxes en the Application of Thermodynamics to Strained Solids. En A Critical Review of Thermodynamics (eds. E. B. Gal-Or and A.J. Brainard), 1970. 275-298p.

KHAN, Abdul. Multi-frac Treatments in Tight Oil and Shale Gas Reservoirs: Effect of Hydraulic Fracture Geometry on Production and Rate Transient. Austin, 2013. Trabajo de grado (Master of Science in Engineering). University of Texas.

KHRISTIANOVIC, S.A. & ZHELTOV, Y.P. Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Liquid. World Petroleum Congress. (6-15, junio, 1955: Rome, Italy). 1955. 8p.



KIN, J. & MORINDIS, G. Numerical Analysis of Fracture Propagation During Hydraulic Fracturing Operations in Shale Gas Systems. En International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2015. Vol. 76, 127-137p.

KISSINGER, A.; HELMIG, R.; EBIGBO, A.; CLASS, H.; LANGE, T.; SAUTER, M.; HEITFELD, M.; KLUNKER, J. & JAHNKE, W. Hydraulic fracturing in unconventional gas reservoirs: risks in the geological system, part 2. En Environmental Earth Sciences, 2013. Vol. 70, 3855-3873p.

KRAJCINOVIC, D. Continuum Damage Mechanics. En Applied Mechanics Reviews, 1984. Vol. 37, 1-6p.

LAMONT, N. & JESSEN, F. The Effects of Existing Fractures in Rocks on the Extension of Hydraulic Fractures. En Journal of Petroleum Technology, 1963. Vol. 15, 203-209p.

LEAL, Jorge. Identificación y Modelado de Fracturas Naturales en Pozos de un Yacimiento de Hidrocarburos ubicado en la Cuenca de Catamtumbo, Departamento Norte de Santander - Colombia, utilizando Registros de Imágenes Resistivas y Datos de Dimensión Fractal. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia, 2013. 77p.

LEE, F. & FENVES, G. Plastic-Damage Model for Cyclic Loading of Concrete Structures. En Journal of Engineering Mechanics, 1998. Vol. 8, 892-900p.

LEMAITRE, J. & CHABOCHE, J.L. Aspect Phénoménologique de la Rupture par Endommagement. En Journal de Mécanique Appliquée, 1978. Vol. 2, 317-365p.

LI, L.; TANG, C.; LI, G.; WANG, S.; LIANG, Z. & ZHANG, Y. Numerical Simulation of 3D Hydraulic Fracturing Based on an Improved Flow-Stress-Damage Model and a Parallel FEM Technique. En Rock Mechanics and Rock Engineering, 2012. Vol. 45, 801-818p.

LI, Q.; XING, H.; LIU, J. & LIU, X. A Review on Hydraulic Fracturing of Unconventional Reservoir. En Petroleum, 2015. Vol. 1, 8-15p.

LOCKNER, D.; MOORE, D. & RECHES, Z. Microcrack Interaction Leading to Shear Fracture. En American Rock Mechanics Association, ARMA 92-0807, 1992.

LOGAN, D.L. A First Course in the Finite Element Method. Fourth Edition. Universidad of Wilconsin-Platteville. Nelson, a division of Thomson Canada Limited, 2007. 836p. ISBN: 0-534-55298-6.

LUBLINER, J.; OLIVER, S.; OLLER, S. & OÑATE, E. A Plastic-Damage Model for Concrete. En International Journal of Solids and Structures, 1989. Vol. 25, 299-326p.

LYAKHOVSKY, V.; PODLADCHIKOV, Y. & POLIAKOV, A. A Rheological Model of a Fractures Solid. En Tectonophysics, 1993. Vol. 226, 187-198p.

MASTERS, J.A. Deep Basin Gas Trap, Western Canada. En AAPG Bulletin, 1979. Vol. 63, 152-181p.

MAZARS, J. & PIJAUDIER-CABOT, G. From Damage to Fracture Mechanics and Conversely: A Combined Approach. En Internationhnal Journal of Solids and Structures, 1996. Vol. 33, 3327-3342p.

McCLURE, Mark. & HORNE, Roland. Discrete Fracture Network Modeling of Hydraulic Stimulation. Springer, 2013. 96p. ISBN 2191-5377.

McCLURE, Mark. Modeling and Characterization of Hydraulic Stimulation and Induced Seismicity in Geothermal and Shale Gas Reservoirs. Tesis de Doctorado. Stanford University, 2012. 369p.

MENDELSON, D. A Review of Hydraulic Fracture Modeling—II: 3D Modeling and Vertical Growth in Layered Rock. En Journal of Energy Resources Technology, 1984. Vol. 106, 543-553p.

MENENDEZ, B.; ZHU, W. & WONG, T. Micromechanics of Brittle Faulting and Cataclastic Flow in Berea Sandstone. En Journal of Structural Geology, 1996. Vol. 18, 1-16p.

MEYER, B. & BAZAN, L. A Discrete Fracture Network Model for Hydraulically Induced Fractures - Theory, Parametric and Case Studies. En Society of Petroleum Engineers, SPE-140514-MS, 2011.

MOGI, K. Rock Fracture. En Annual Review of Earth and Planetary Sciences, 1973. Vol. 1, 63-84p.

MURAKAMI, Sumio. Continuum Damage Mechanics. A Continuum Mechanics Approach to the Analysis of Damage and Failure. Springer, 2012. 420p. ISBN 978-94-007-2665-9.

MURREL, S. The Effect of Triaxial Stress Systems on the Strength of Rocks at Atmospheric Temperatures. En Geophysical Journal International, 1965. Vol. 10, 231-281p.

NAGEL, N.; SANCHEZ, M. & LEE, B. Simulating hydraulic fracturing in real fractured rock – overcoming the limits of pseudo 3D models. En Society of Petroleum Engineers, SPE 140480, 2011.

NARANJO, A. & SOTO, C. Efecto de los Parámetros Geomecánicos en el Fracturamiento Hidráulico de Yacimientos de Hidrocarburos Sensibles a Esfuerzos. En Boletín de Ciencias de la Tierra, 2007. Vol. 21, 9-22p.

NELSON, R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Professional Publishing, 1985. 350p. ISBN: 978-0-0805-0729-3.

NELSON, R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2 ed. Houston, TX. Gulf Professional Publishing, 2001. 350p. ISBN: 0-88415-317-7.

NORDGREN, R.P. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. En Society of Petroleum Engineers Journal, 1972. Vol. 12, 306-314p.

NUR, A. A Note on the Constitutive Law for Dilatancy. En Pure and Applied Geophysics, 1975. Vol. 113, 197-206p.

OLSON, J. & DAHI TALEGHANI, A. The Influence of Natural Fractures on Hydraulic Fracture Propagation. En American Association of Petroleum Geologists, adapted from Oral Presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, 2010.

PERKINS, T.K. & KERN, L.R. Widths of Hydraulic Fractures. En Journal of Petroleum Technology, 1961. 937-949p.

POMMIER, S.; GRAVOUIL, A.; COMBESURE, A. & MOES, N. Extended Finite Element Method for Crack Propagation. Wiley-ISTE, 2011. 256p. ISBN 978-1-84821-209-1.

POTLURI, N.; ZHU, D. & HILL, A. Effect of Natural Fractures on Hydraulic Fracture Propagation. En Society of Petroleum Engineers, 2005, 1-6p.

PURSLEY, J.; PENNY, G.; BENTON, J.; GREENE, D.; NORDLANDER, G.; McDOUGALL, M. & CRAFTTON, J. Field Case Studies of Completion Fluids to Enhance Oil and Gas Production in Depleted Unconventional Reservoirs. En Society of Petroleum Engineers, SPE-107982-MS, 2007.

RABAA, W. Experimental Study of Hydraulic Fracture Geometry Initiated From Horizontal Wells. En Society of Petroleum Engineers, SPE-19720-MS, 1989.

RECHES, Z. & DIETERICH, J. Faulting of Rocks in Three-Dimensional Strain Fields. I. Failure of Rocks in Polyaxial, Servo-Control Experiments. En Tectonophysics, 1983. Vol. 95, 111-132p.

RECHES, Z. & LOCKNER, D. Nucleation and Growth of Faults in Brittle Rocks. En Journal of Geophysical Research, 1994. Vol. 99, 18159-18173p.

REDDY, J.N. An Introduction to Nonlinear Finite Element Analysis. Oxford University Press, 2004. 482p. ISBN: 0-19-852529-X 978-852559-5.

RENSHAW, C. & POLLARD, D. An Experimentally Verified Criterion for Propagation across Unbonded Frictional Interfaces in Brittle, Linear Elastic Materials. En

International Journal of Rock Mechanics Mining Science and Geomechanics, 1995. Vol. 32, 237-249p.

RODGERSON, J. Impact of Natural Fractures in Hydraulic Fracturing of Tight Gas Sands. Midland, Texas: DPE 59540, 2000.

SAVITSKI, A.; LIN, M.; RIAHI, A.; DAMJANAC, B. & NAGEL, N. Explicit modeling of hydraulic fracture propagation in fractured shales. En International Petroleum Technology Conference, 2013.

SHEN, G.; SHEN, X. & WANG, S. Numerical and Experimental Studies on Fracture Propagation at a Bi-material Interface and Its Application to Hydraulic Fracturing. En American Rock Mechanics Association, ARMA 14-6976, 2014.

SHIN, D.H. & SHARMA, M.M. Factors controlling the simultaneous propagation of multiple competing fractures in a horizontal well. En Society of Petroleum Engineers, SPE 168599, 2014.

SIEBRITS, E. & PEIRCE, A. An Efficient Multi-layer Planar 3D Fracture Growth Algorithm Using a Fixed Mesh Approach. En International Journal for Numerical Methods in Engineering, 2002. Vol. 53, 691-717p.

SIMULIA. Abaqus Analysis User's Manual. Abaqus 6.11 [2017a].

SIMULIA. Abaqus Theory Manual. Damaged Plasticity Model for Concrete and other Quasi-brittle Materials. Abaqus 6.11 [2017b].

SMITH, M.; BALE, A.; BRITT, L.; KLEIN, H.; SIEBRITS, E. & DANG, X. Layered Modulus Effects on Fracture Propagation, Proppant Placement, and Fracture Modeling. En Society of Petroleum Engineers, SPE-71654-MS, 2001.

SUAREZ, R.; BURGHARDT, J.; EDELMAN, E. & STANCHITS, S. Geomechanics Considerations for Hydraulic Fracture Productivity. En American Rock Mechanics Association, ARMA 13-666, 2013.

TAHERI, J.; AKHGARIAN, E. & GHADERI, A. The Effect of Hydraulic Fracture Characteristics on Production Rate in Thermal EOR Methods. En Fuel, 2014, 226-235p.

TALEGHANI, A. & OLSON, J. How Natural Fractures Could Affect Hydraulic-Fracture Geometry. En Society of Petroleum Engineers, SPE- 167608-PA, 2013.

TALEGHANI, A. & OLSON, J. Numerical Modeling of Multistranded-Hydraulic-Fracture Propagation: Accounting for the Interaction Between Induced and Natural Fractures. En Society of Petroleum Engineers, SPE-124884-PA, 2011.

TALEGHANI, A.; GONZALEZ, M. & SHOJAEI, A. Overview of Numerical Models for Interactions between Hydraulic Fractures and Natural Fractures: Challenges and Limitations. En Computers and Geotechnics, 2016. Vol. 71, 361-368p.

TEUFEL, L. & CLARK, J. Hydraulic Fracture Propagation in Layered Rock: Experimental Studies of Fracture Containment. En Society of Petroleum Engineers, SPE-9878-PA, 1984.

THALLAK, S.; ROTHENBURG, L. & DESSEAULT, M. Simulation of Multiple Hydraulic Fractures In a Discrete Element System. En American Rock Mechanics Association, ARMA 91-271, 1991.

THOMSON, R. Physics of Fracture. En Solid State Physics, 1986. Vol. 39, 1-129p.

TSANG, C.; RUTQVIST, J. & MIN, K. Fractured Rock Hydromechanics: From Borehole Testing to Solute Transport and CO<sub>2</sub> Storage. En Geological Society of London, 2007.

VALDERRAMA, C. Modelación Numérica de la Propagación del Fracturamiento Hidráulico. Santiago de Chile 2011. Trabajo de grado (Magíster en Ciencias de la Ingeniería). Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería.

VALKÓ, Peter. & ECONOMIDES, Michael. Hydraulic Fracture Mechanics. Wiley Publishing, 1995. 295p. ISBN-13: 978-0471956648.

- WALSH, J. & BRACE, W. A Fracture Criterion for Brittle Anisotropic Rock. En Journal of Geophysical Research, 1964. Vol. 69, 3449-3456p.
- WALSH, J. The Effect of Cracks on the Compressibility of Rock. En Journal of Geophysical Research, 1965. Vol. 70, 381-389p.
- WANGEN, Magnus. Finite Element Modeling of Hydraulic Fracturing in 3D. En Computational Geosciences, 2013. Vol. 17, 647-659p.
- WARPINSKI, N. & TEUFEL, L. Influence of Geologic Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation. En Journal of Petroleum Technology, 1987, 209-220p.
- WARPINSKI, N. Hydraulic Fracturing in Tight, Fissured Media. En Journal of Petroleum Technology, 1991, 146-153p.
- WARPINSKI, N.; BRANAGAN, P.; PETERSON, R. & WOLHART, S. An Interpretation of M-Site Hydraulic Fracture Diagnostic Results. En Society of Petroleum Engineers, SPE-39950-MS, 1998.
- WEIJERS, L.; DE PATER, C.; OWENS, K. & KOGSBOLL, H. Geometry of Hydraulic Fractures Induced from Horizontal Wellbores. En Society of Petroleum Engineers, SPE-25049-PA, 1994.
- WEINBERGER, R.; LYAKHOVSKY, V.; BAER, G. & AGNON, A. Damage Zones Around en Echelon Dike Segments in Porous Sandstone. En Journal of Geophysical Research, 2000. Vol. 105, 3115-3133p.
- WEINBERGER, R.; RECHES, Z.; EIDELMAN, A. & SCOTT, T. Tensile Properties of Rocks in Four-Point Beam Tests Under Confining Pressure. En American Rock Mechanics Association, ARMA 1994-0435, 1994.
- WENG, X. Modeling of Complex Hydraulic Fractures in Naturally Fractured Formation. En Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2015. Vol. 9, 114-135p.

WU, H. & OLSON, J. Numerical Investigation of Complex Hydraulic-Fracture Development in Naturally Fractured Reservoirs. En SPE Production & Operations, SPE 173326, 2016.

WU, K. & OLSON, J. Investigation of Critical In situ and injection factors in multi-frac treatments: guidelines for controlling fracture complexity. En Society of Petroleum Engineers, SPE 163821, 2013.

XU, G. & WONG, S.W. Interaction of multiple non-planar hydraulic fractures in horizontal wells. En Society of Petroleum Engineers, SPE 17043, 2013.

YPF, Energía YPF [en línea]. [fecha de consulta: 10 de mayo del 2017]. Disponible en <<http://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/que-es-shale.html>>.

YU, W., HUANG, S., WU, K., SEPEHRNOORI, K. & ZHOU, W. Development of a Semi-Analytical Model for Simulation of gas Production in Shale Gas Reservoirs. En Society of Petroleum Engineers, SPE-2014-1922945-MS, 2014.

YUAN, B.; WOOD, D. & YU, W. Stimulation and Hydraulic Fracturing Technology in Natural Gas Reservoirs: Theory and Case Studies (2012-2015). En Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015. Vol. 26, 1414-1421p.

ZENG, Q. & YAO, J. Numerical Simulation of Fracture Network Generation in Naturally Fractured Reservoirs. En Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016. Vol. 30, 430-443p.

ZHANG, F.; DAMJANAC, B. & HUANG, H. Coupled Discrete Element Modeling of Fluid Injection into Dense Granular Media. En Journal of Geophysical Research, 2013. Vol. 6, 2703-2722p.

ZHOU, D.; ZHENG, P.; HE P. & PENG, J. Hydraulic Fracture Propagation Direction During Volume Fracturing in Unconventional Reservoirs. En Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016. Vol. 141, 82-89p.



ZHOU, J., & XUE , C. Experimental Investigation of Fracture Interaction between Natural Fractures and Hydraulic Fracture in Naturally Fractured Reservoirs. En Society of Petroleum Engineers, SPE 142890, 2011.

ZHOU, J.; CHEN, M. & JIN, Y. Experimental investigation of hydraulic fracturing in random naturally fractured blocks. En International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2010. Vol. 47, 1193-1199p.

ZHOU, J.; CHEN, M.; JIN, Y. & ZHANG, G. Analysis of Fracture Propagation Behavior and Fracture Geometry using a tri-axial Fracturing System in Naturally Fractured Reservoir. En International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2008. Vol. 45, 1143-1152p.

## ANEXO A

Variables que influyen significativamente en el inicio y propagación de una FH en un YNF.

| VARIABLES<br>GEOMECÁNICAS         | INFLUENCIA                                                                                                                                                                                                                                                                             | REFERENCIAS                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|-----------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Disturbios de esfuerzos           | Las FN son afectadas por disturbios de esfuerzos debido a la producción o inyección de fluidos, resultando en apertura, cierre y reorientación de las mismas, influyendo en las propiedades geomecánicas del medio y afectando principalmente la permeabilidad (magnitud y dirección). | (Bagueri & Settari, 2008).                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| Esfuerzos in-situ                 | La condición de esfuerzos en la formación es un factor dominante en la creación de FH, siendo capaz de controlar su propagación (pueden cambiar el perfil de las FH). La condición de esfuerzos cerca al pozo puede controlar el inicio y propagación de la FH y el tamaño de la FH.   | (Warpinski & Teufel, 1987.; Potluri <i>et al.</i> , 2005.; Economides, 2007.; Gu <i>et al.</i> , 2008.; Zhou <i>et al.</i> , 2008.; Walters <i>et al.</i> , 2009.; Abass <i>et al.</i> , 2009.; Cipolla <i>et al.</i> , 2010.; Denney, 2010.; Zhou <i>et al.</i> , 2010.; Healy, 2012.; Guo <i>et al.</i> , 2015.; Cheng <i>et al.</i> , 2015.; Li <i>et al.</i> , 2015.; Zhou <i>et al.</i> , 2016). |
| Resistencia de la Roca            | Una variación de resistencia, tan alta como un orden de magnitud, puede tener un gran impacto en perforación, completamiento y diseño de estimulación.                                                                                                                                 | (Potluri <i>et al.</i> , 2005.; Han, 2011.; Healy, 2012.; Zhou <i>et al.</i> , 2016)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| Coefficiente de Fricción de la FN | La FN es propensa a cizallamiento con coeficientes de fricción pequeños.                                                                                                                                                                                                               | (Zeng & Yao, 2016)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Módulo de Young                   | En cuanto al ancho de la FH (wf), su valor se encuentra directamente relacionado con el módulo de Young, de manera que cuando los valores del mismo son grandes, el ancho tiende a ser pequeño comparado con la longitud de dicha fractura pues la roca se encuentra más cohesionada.  | (Economides, 2007.; Han, 2011.; Healy, 2012.; Kissinger <i>et al.</i> , 2013.; Kim & Morindis, 2015.; Cheng <i>et al.</i> , 2015.; Zhou <i>et al.</i> , 2016)                                                                                                                                                                                                                                         |
| Relación de Poisson               | Refleja la capacidad que tiene el material para deformarse o expandirse, siendo: 0 para inexistencia de deformación y 0.5 para expansión completa.                                                                                                                                     | (Healy, 2012.; Kissinger <i>et al.</i> , 2013.; Guo <i>et al.</i> , 2015.; Kim & Morindis, 2015.; Cheng <i>et al.</i> , 2015)                                                                                                                                                                                                                                                                         |

| Coeficiente de Fricción de la roca                                             | La formación o reactivación de las fracturas de corte depende del esfuerzo de corte, esfuerzo normal, la presión de poro y el coeficiente de fricción para el tipo de roca específico.                                                                                                                                                                                                                                                                                    | (Healy, 2012)                                                                                                                                                                                        |
|--------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Diferencial de Esfuerzos (DS)                                                  | La complejidad de la geometría de la fractura es mitigada por un alto diferencial de esfuerzos. Las fracturas que se propagan en un yacimiento con un alto DS tienen una penetración somera del yacimiento y una apertura de fractura amplia debido a que la propagación de la fractura se hace más lenta cuando intercepta con FN en la formación con alto diferencial de esfuerzos. La geometría de fracturas es mucho más compleja para baja anisotropía de esfuerzos. | (Blanton, 1982.; Weijers <i>et al.</i> , 1994.; Zhou <i>et al.</i> , 2010.; Wu & Olson, 2016.; Zeng & Yao, 2016)                                                                                     |
| Ángulo de Interacción                                                          | Bajo un gran diferencial de esfuerzos y un ángulo de interacción alto la FH inducida cruzaría las FN.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | (Blanton, 1982.; Potluri <i>et al.</i> , 2005.; Cheng <i>et al.</i> , 2015.; Guo <i>et al.</i> , 2015.; Zeng & Yao, 2016)                                                                            |
| VARIABLES DE YACIMIENTO                                                        | INFLUENCIA                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | REFERENCIAS                                                                                                                                                                                          |
| Presencia, longitud, ancho y densidad de las Fracturas Naturales (Patrones FN) | La propagación de la FH es afectada por condiciones geológicas tales como longitud, ancho y densidad de las fracturas naturales (la existencia de interfaces preexistentes arbitrarias puede diversificar o detener las FH), así como los esfuerzos in-situ y las propiedades de la roca, entre otros aspectos.                                                                                                                                                           | (Lamont & Jessen, 1963.; Daneshy, 1974.; Warpinski <i>et al.</i> , 1998.; Economides, 2007.; Gale <i>et al.</i> , 2007.; Suarez <i>et al.</i> , 2013.; Zhou <i>et al.</i> , 2016.; Wu & Olson, 2016) |
| Interacción FH-FN                                                              | Esta interacción afecta no solo la velocidad de la propagación de la FH, sino también la estimulación del yacimiento caracterizado, donde la DFN sufre deformación inelástica (i.e. deslizamiento y apertura).                                                                                                                                                                                                                                                            | (Cipolla <i>et al.</i> , 2009)                                                                                                                                                                       |
| Presión de Poro                                                                | La formación de fracturas por tensión se da cuando la presión de poro en la roca excede la suma de los esfuerzos que actúan en una dirección perpendicular a la pared de la fractura y la resistencia tensil de la roca.                                                                                                                                                                                                                                                  | (Healy, 2012.; Guo <i>et al.</i> , 2015.; Cheng <i>et al.</i> , 2015)                                                                                                                                |
| Espaciamiento del cluster de perforación                                       | Afecta la producción de aceite y gas de dos maneras: Interferencia de presión e interacción entre múltiples fracturas también conocido como <i>stress shadow effect</i> .                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | (Wu & Olson, 2016.; Zeng & Yao, 2016)                                                                                                                                                                |

|                                                               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |                                                                                                                                                                                            |
|---------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Estructuras geológicas complejas                              | Las propiedades elásticas de cada lado de la interfaz pueden influir en la propagación del crecimiento vertical al afectar la distribución vertical del estado de esfuerzo horizontal mínimo debido a un aumento en el esfuerzo in-situ horizontal mínimo en las capas límite, lo que podría contener el crecimiento vertical de la FH. Los diferentes módulos de Young y el volumen de fluido dentro de la fractura, así como la conductividad y productividad de las capas adyacentes pueden influir en el ancho de la FH si esta crece a través de las interfaces.        | (Teufel & Clark, 1984.; Smith <i>et al.</i> , 2001.; Daneshy, 2009.; Kissinger <i>et al.</i> , 2013)                                                                                       |
| Porosidad                                                     | Las fluctuaciones de la porosidad y permeabilidad promedio pueden ser intensas debido al rango y posición del área seleccionada en un YNF.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | (Haimson & Klaetsch, 2007.; Kissinger <i>et al.</i> , 2013.; Guo <i>et al.</i> , 2015)                                                                                                     |
| Permeabilidad                                                 | En un nivel alto de permeabilidad no se crea fractura, de hecho, se conoce que al aumentar la permeabilidad en una formación se requiere aumentar el caudal de inyección para tratar de garantizar la generación de la fractura.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | (Naranjo & Soto, 2007.; Haimson & Klaetsch, 2007.; Hurt & Germanovich, 2012.; Kissinger <i>et al.</i> , 2013.; Guo <i>et al.</i> , 2015.; Kim & Moridis, 2015.; Zhou <i>et al.</i> , 2016) |
| FN llena con diferentes tipos de minerales                    | La FN puede estar llena con diferentes tipos de minerales, los cuales forman una combinación y su resistencia puede tener una influencia en el proceso de fracturamiento hidráulico.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | (Casas <i>et al.</i> , 2006)                                                                                                                                                               |
| Volumen de inyección                                          | La propagación de la FH está directamente relacionada con el volumen de fluido de fracturamiento. El volumen de fluido dentro de la fractura puede influir en el ancho de la FH si esta crece a través de interfaces.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | (Zhou <i>et al.</i> , 2016)                                                                                                                                                                |
| Condiciones de inyección del fluido (tasa de flujo y presión) | El fluido inyectado puede cambiar también el campo de esfuerzos en el yacimiento.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | (Rabba, 1989.; Weijers <i>et al.</i> , 1994.; Healy, 2012.; Hurt & Germanovich, 2012.; Kim & Moridis, 2015)                                                                                |
| Distribución y orientación de los planos de debilidad         | La distribución y orientación de los planos de debilidad tienen un fuerte efecto en la propagación, geometría y contención de la fractura (e.g cuando la orientación de los planos de debilidad es paralelo a la dirección del esfuerzo máximo, la fractura sigue esta dirección y cuando la orientación de los planos de debilidad es perpendicular a la dirección del esfuerzo máximo, la fractura sigue la dirección del esfuerzo, pero se propaga mediante saltos, de plano de debilidad a plano de debilidad, frecuentemente cortando la interface durante el proceso). | (Suarez <i>et al.</i> , 2013.; Cheng <i>et al.</i> , 2015)                                                                                                                                 |

## ANEXO B

### Métodos numéricos para el modelado de fracturamiento hidráulico.

| MÉTODOS NUMÉRICOS                                       | CARACTERÍSTICAS                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|---------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Pseudo - 3D (P3D)</b>                                | Basados en los modelos PKN. No pueden simular el fracturamiento de forma arbitraria (Li <i>et al</i> , 2015).                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| <b>Planar 3D (PL3D)</b>                                 | No puede simular fracturas “fuera de plano” (Carter <i>et al</i> , 2000) y el uso de la función Green hace que no sea fácil su aplicación a rocas no lineales o anisotrópicas (Pommier <i>et al</i> , 2011).                                                                                                                                                                         |
| <b>Método de elementos cohesivos</b>                    | Supone una zona pre-fracturada (Chen <i>et al</i> , 2009). En ella, la trayectoria de la fractura es predefinida por la preinstalación de elementos cohesivos, así, este no puede predecir la orientación de la fractura bajo condiciones de esfuerzo complejas, tal como reorientación (Li <i>et al</i> , 2015).                                                                    |
| <b>Implementación FEM con mecánica de daño continuo</b> | Este método es capaz de simular efectos no planares o “fuera de plano” (Li <i>et al</i> , 2012), sin embargo, los elementos deben ser muy pequeños con el fin de predecir con precisión la trayectoria y forma de las FH.                                                                                                                                                            |
| <b>Extended Finite Element Method (XFEM)</b>            | Hay aún muchos problemas con este método, tales como la ramificación y la intersección de fracturas, flujo de fluidos relacionado con las fracturas y las heterogeneidades de las rocas, lo que puede generar problemas en la solución (Pursley <i>et al</i> , 2007).                                                                                                                |
| <b>Discrete Element Method (DEM)</b>                    | No es posible considerar con facilidad los atributos continuos de la roca, tales como módulo de Young y permeabilidad (Li <i>et al</i> , 2015).                                                                                                                                                                                                                                      |
| <b>Discrete Fracture Network (DFN)</b>                  | Es posible considerar flujo de fluidos y mecánica de fracturas dentro de la fractura, sin embargo, los atributos de la matriz frecuentemente tienen que ser simplificados y no pueden ser simulados con precisión, ni la generación de nuevas fracturas puede ser considerada adecuadamente y existen también limitaciones en el ángulo entre las fracturas (McClure & Horne, 2013). |