

# Simulación numérica del Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos de Hidrocarburos no Convencionales Usando Elementos Cohesivos

**Jefferson Mateus & Mauricio Tapias**

Departamento de ingeniería Civil, Universidad Nacional de Colombia, [jmateust@unal.edu.co](mailto:jmateust@unal.edu.co)

**Julio Rueda**

Pontificia Universidad Católica de Rio de Janeiro, Brasil

**RESUMEN:** La interacción entre una fractura hidráulica y una fractura natural es un problema hidromecánico complejo que en las 3 últimas décadas ha sido abordado numéricamente a nivel mundial. Como parte de una investigación más amplia, se construyó un modelo numérico para simular la propagación de una fractura hidráulica en un medio poroso con coeficiente de permeabilidad para yacimiento de hidrocarburo no convencional. Se consideró la propagación de una fractura hidráulica a través de roca intacta analizada bajo condiciones de deformación plana. La fractura hidráulica es generada por un fluido, en un medio permeable poroelástico. La propagación de la fractura es gobernada por un modelo de zona cohesiva y el flujo en la fractura por la ecuación de lubricación. Las simulaciones se realizaron con el fin de validar el uso de un elemento finito cohesivo de espesor cero e investigar el efecto de la permeabilidad intrínseca del medio circundante a la fractura. Las simulaciones fueron realizadas en el software de elementos finitos Abaqus. Los resultados se validaron frente a datos publicados de: apertura, longitud, desplazamiento de los bordes, esfuerzo normal en los bordes y presión de inyección, encontrando resultados similares. Se concluyó que el uso de la energía de fractura se optimiza al fracturar rocas de menor permeabilidad lo que genera fracturas de mayor longitud y apertura.

**PALABRAS CLAVES:** Geomecánica, fracturas, simulación numérica, elementos finitos, elementos cohesivos, propagación de grietas, fracturamiento hidráulico

## 1 INTRODUCCIÓN

Desde el comienzo de la revolución del gas en los Estados Unidos de América en 2005, el desarrollo de los recursos no convencionales de petróleo y gas ha tenido un ritmo tremendo al rededor del mundo. Los reservorios de hidrocarburos no convencionales son formaciones con permeabilidades tan bajas que la producción, desde un punto de vista económico, solo puede ser realizada a través de la perforación de pozos horizontales y fracturamiento hidráulico multi etapa (Zoback & Kohli, 2019). La propagación de fracturas hidráulicas en medios porosos es un problema muy importante en la mecánica de rocas. Debido a que dichas discontinuidades afectan las propiedades hidromecánicas de las rocas, ellas son de especial interés en muchos campos de la ingeniería tales como: Almacenamiento de CO<sub>2</sub>, producción de energía geotérmica y disposición de residuos radiactivos (Carrier & Granet, 2012)

El modelamiento numérico ha sido el enfoque más popular para analizar las interacciones entre fracturas hidráulicas (FH) y fracturas naturales (FN). En la última década, se han prestado menos atención a la investigación experimental de las interacciones FH-FN en comparación con el enfoque numérico (Kolawole & Ispas, 2019). El presente trabajo presenta el avance de una investigación más amplia en la interacción entre fracturas hidráulicas y fracturas naturales. La investigación contempla 2 etapas. La etapa 1 corresponde a la simulación numérica de la generación y propagación de una fractura hidráulica generada por un fluido incompresible en un medio poroso de baja permeabilidad emulando las características mecánicas de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales. La etapa 2 corresponde a la interacción de una fractura hidráulica y una fractura natural preexistente. En la interacción de las 2 discontinuidades se pueden presentar 3 escenarios. En el escenario 1 la fractura hidráulica cruza la fractura natural. En el escenario 2 la interacción entre las dos

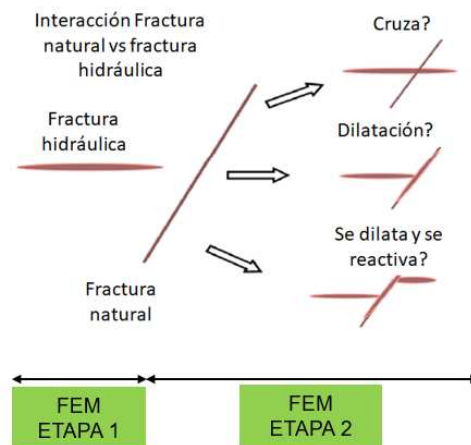


Figura 1. Escenarios de interacción entre fractura hidráulica y fractura natural. Modificado de: Pankaj & Li, 2018

discontinuidades genera dilatación de la fractura natural. En el escenario 3 la fractura natural se dilata y se reactiva. En la Figura 1 (Pankaj & Li, 2018), se muestran las principales posibilidades de interacción entre fracturas hidráulicas y fracturas naturales. Para alcanzar el objetivo propuesto, se implementó el uso de elementos cohesivos para simular la propagación de una fractura hidráulica en el subsuelo.

El comportamiento mecánico de la zona de fractura es muy complejo ya que existe una jerarquía de mecanismos que pueden afectar el crecimiento de la fractura (Warpinski & Teufel, 1987). Los aspectos que afectan la geomecánica de las fracturas hidráulicas se muestran en el esquema de la figura 2.

Especialmente los esfuerzos in-situ controlan en gran medida tanto la extensión horizontal como la extensión vertical de las fracturas hidráulicas

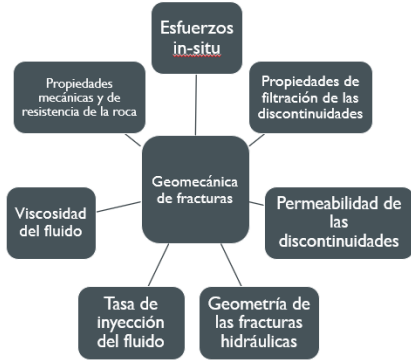


Figura 2. Factores que afectan la geomecánica de las fracturas

Tradicionalmente las estimaciones analíticas consideran el contraste de esfuerzos como barreras efectivas para controlar el crecimiento vertical de las fracturas. La importancia del estado de esfuerzos comienza desde que se sabe que las fracturas hidráulicas se propagan de manera normal al esfuerzo principal menor. Por lo tanto, en un régimen de falla inverso, una fractura hidráulica se propaga de manera horizontal. Por consiguiente, en un pozo horizontal perforado en un régimen inverso, no es posible obtener múltiples fracturas. Por su parte, en regímenes rumbo deslizante y normal, el pozo a fracturar se puede perforar alineado con el menor de los esfuerzos principales y como resultado, en la operación de fracturamiento hidráulico, se pueden múltiples fracturas hidráulicas. (Arndt et al., 2015).

## 2 MODELO NUMÉRICO

Debido a la complejidad del problema hidromecánico que constituye un fracturamiento hidráulico, el efecto de estos parámetros puede ser estudiado resolviendo el problema acoplado (Zhang et al., 2007). La literatura indica que la simulación de propagación de fracturas hidráulicas se puede realizar mediante el uso de elementos cohesivos. Los elementos cohesivos son tipos de elementos finitos que se utilizan para modelar el comportamiento de las interfases entre 2 materiales en el software de elementos finitos Abaqus. Los elementos cohesivos son atractivos cuando la resistencia de la interfase es relativamente débil en comparación con la resistencia de la roca circundante, por ejemplo, la resistencia del cemento en una fractura natural es menor que la roca que contiene dicha fractura (Needleman, 1987). En la figura 3 se muestra el esquema nodal de los elementos cohesivos.

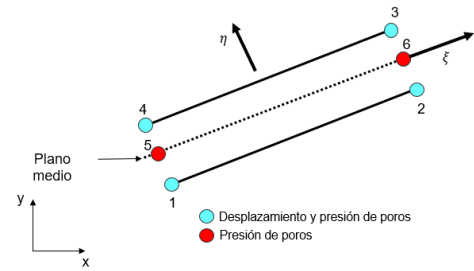


Figura 3. Representación esquemática del elemento de interfaz: Elementos cohesivos. Modificado de (Rueda et al., 2019)

Los elementos cohesivos permiten simular la permeabilidad transversal del medio. En los elementos cohesivos, los nodos de esquina tienen grados de libertad de desplazamiento y presión de poros, los nodos medios tienen un grado de libertad de presión de poros para representar la presión del fluido dentro de la discontinuidad. Este elemento especial se ha combinado con un modelo de zona cohesiva para simular la propagación de fracturas hidráulicas planares. De acuerdo con (Carrier & Granet, 2012), el comportamiento de la fractura cohesiva está dado por una ley cohesiva que relaciona la tensión  $t$  a través de la interfaz a la variación del desplazamiento  $\delta$  y a la densidad de energía cohesiva  $\Psi$

$$t = \frac{\partial \Psi}{\partial \delta} \quad (1)$$

En la figura 4 se muestra el modelo constitutivo del material que constituye la fractura hidráulica o elemento cohesivo.  $t_m^0$  y  $\delta_m^0$  son la magnitud del vector del esfuerzo de tracción en modo combinado y el vector de separación al inicio del daño respectivamente.  $\bar{D}_t$  es el factor de daño,  $\delta_m^f$  es la separación en donde el elemento cohesivo se rompe definitivamente. A medida que los elementos se van rompiendo, se va formando la fractura hidráulica

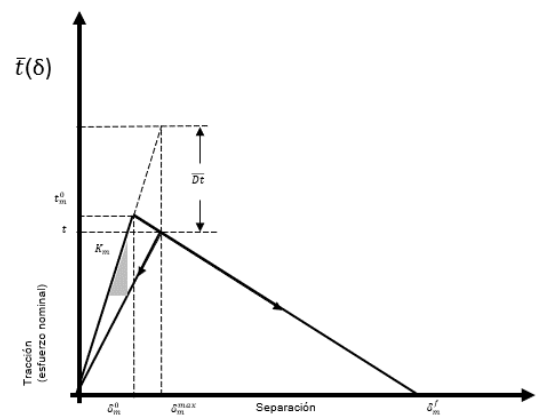


Figura 4. Modelo constitutivo de los elementos cohesivos. Modificado de: (Carrier & Granet, 2012)

Dado que la fractura es invadida por un líquido a presión  $p_f$ , los bordes de la parte rota de la fractura no están libres de

esfuerzo. Para tener en cuenta el efecto de la presión y considerando que la matriz es incompresible plásticamente, se introduce el esfuerzo efectivo. La relación entre el esfuerzo total y el esfuerzo efectivo a través de la discontinuidad es:

$$\tau = \tau' - p_f n \quad (2)$$

Donde  $\tau$  es el esfuerzo total a través de la discontinuidad,  $\tau'$  es el esfuerzo efectivo a través de la discontinuidad y  $p_f$  es la presión del fluido en la fractura.

### 3 MODELO FÍSICO REPRODUCIDO

Las simulaciones presentadas consideran la propagación de una fractura hidráulica a través de roca intacta analizada bajo condiciones de deformación plana.

El ejercicio de aplicación presentado en este trabajo se basa en un artículo publicado por (Carrier & Granet, 2012) en donde se considera el problema de una fractura hidráulica generada por un fluido, que se propaga en un medio permeable poroelástico, el trabajo citado, desarrolla un elemento finito de espesor cero (zero thickness finite element) para modelar la fractura hidráulica.

La propagación de la fractura es gobernada por un modelo de zona cohesiva y el flujo dentro de la fractura por medio de la ecuación de lubricación. Las ecuaciones hidromecánicas se resuelven por medio de una aproximación completamente acoplada y elementos finitos masivos

En esta sección se reproducen y comparan los resultados de simulación presentados en (Carrier & Granet, 2012) para permeabilidad  $k=1 \times 10^{-16} \text{ m}^2$  y  $k=1 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ , y resultados propios obtenidos por medio del software Abaqus además de datos analíticos obtenidos por medio del modelo KGD.

El modelo presentado considera la inyección de un fluido incompresible en una fractura en condición de deformación plana en un medio permeable infinito. La tasa de inyección por unidad de longitud se asume constante. En la figura 5 se muestra la geometría del modelo físico, el punto de inyección, la zona de fractura hidráulica y las orientaciones de los esfuerzos.

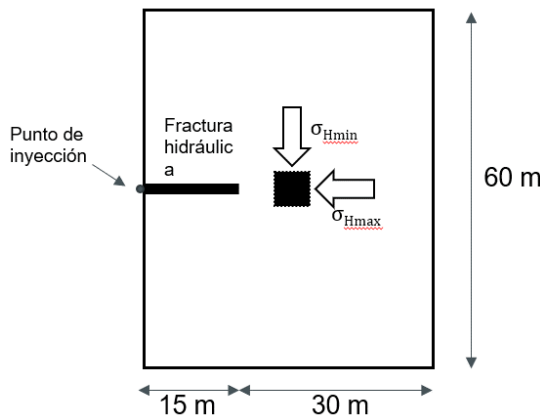


Figura 5. Modelo físico reproducido

En la figura 6 se presenta la malla utilizada para las simulaciones

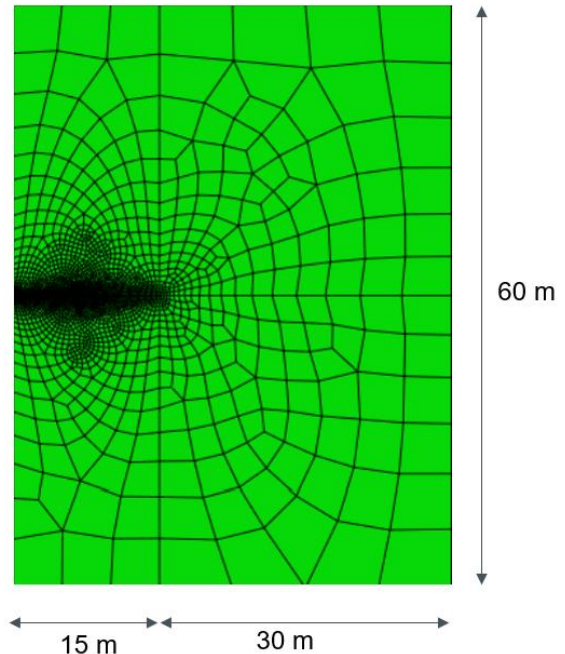


Figura 6. Malla utilizada para las simulaciones numéricas

En la fractura actúa un campo de esfuerzos in-situ compresivo con  $\sigma_0 = 3.7 \text{ Mpa}$  de manera perpendicular a la fractura. Las propiedades de la roca usadas para todas las simulaciones son las que se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Parámetros y propiedades usados en la simulación de fracturamiento hidráulico

Datos de entrada		
Modulo de Young	$E$	17 Gpa
Relación de Poisson	$\nu$	0.2
Energía de fractura	$G_c$	120 Pa m
Esfuerzo crítico	$\tau_c$	1.25 Mpa
Coefficiente de Biot	$b$	0.75
Modulo de Biot	$M$	68.7 Mpa
Porosidad	$\phi_0$	0.2
Tasa de inyección	$Q_0$	$0.001 \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$

### 4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Las simulaciones realizadas en el presente trabajo se realizaron con el software de elementos finitos Abaqus. Las simulaciones presentadas en (Carrier & Granet, 2012) y reproducidas con el software Abaqus en el presente trabajo, se realizaron con el fin de investigar el efecto de la permeabilidad intrínseca del medio circundante a la roca. Para ello se utilizó una viscosidad de fluido  $\mu = 0.0001 \text{ Pa s}$  en todas las simulaciones

En la Figura 7 Se presenta el avance del proceso de fracturamiento hidráulico a lo largo de los elementos cohesivos insertados para simular la propagación de la fractura hidráulica. El avance del frente de inyección se presenta por medio de la

distribución de presión de poros para los tiempos  $t=5.03s$ ,  $T=10.03s$ ,  $t=20.03s$  de la Figura 6.

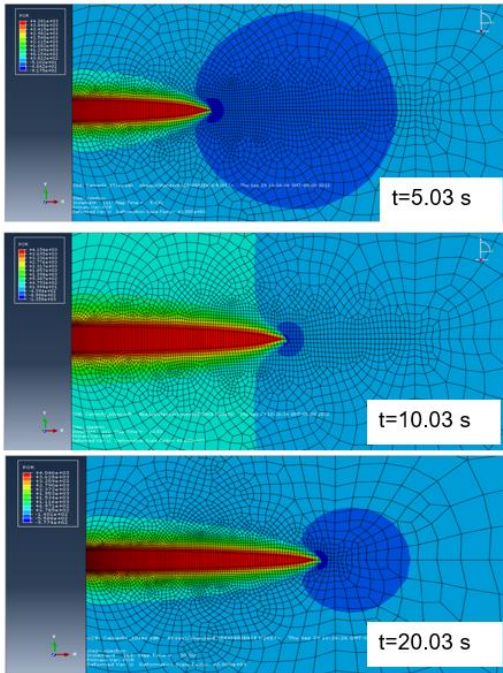


Figura 6. Avance del proceso de fracturamiento hidráulico: presión de poros para  $t=5.03s$ ,  $t=10.03s$ ,  $t=20.03s$ .

En la figura 8a se presentan los desplazamientos de los nodos en el eje y representando la apertura de la fractura hidráulica para la simulación con permeabilidad  $k=1 \times 10^{-16} m^2$  (0.1 mD). En la figura 8b se presentan los Desplazamiento de los nodos en el eje y representando la apertura de la fractura hidráulica para permeabilidad  $k=1 \times 10^{-15} m^2$  (1 mD)

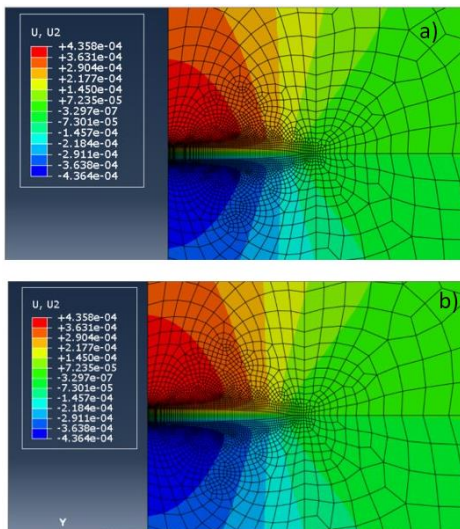


Figura 8 Desplazamientos U2 de los elementos que componen la fractura hidráulica. a)  $k=1 \times 10^{-16} m^2$ . b)  $k=1 \times 10^{-15} m^2$

En la figura 9 se presenta la comparación de apertura de fractura. Modelo Analítico (curva negra continua). Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-16} m^2$  presentado por Carrier,2012 (Rombos rojos). Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-16} (m^2) = 0.1mD$  Abaqus (curva negra rombos negros). Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-15} m^2$  presentado por Carrier,2012 (Curva negra con cruces negras) Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-15} (m^2) = 1mD$  Abaqus (curva negra a trazos). De los resultados de simulación se puede observar que la apertura de fractura es mayor en la roca de menor permeabilidad

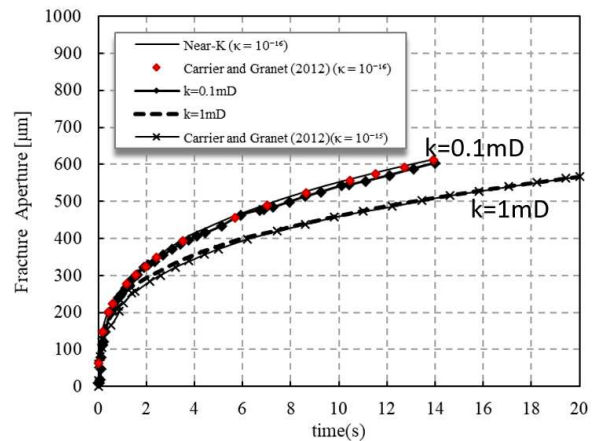


Figura 9. Comparación apertura de fractura.

En la figura 10 se presenta la comparación de longitud de fractura. Las curvas representan el avance de la punta de fractura para diferentes tiempos para las simulaciones de 14 s y 20 s realizando mediciones de unidades de longitud. Modelo Analítico (curva negra continua). Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-16} m^2$  presentado por Carrier,2012 (Rombos rojos). Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-16} (m^2) = 0.1mD$  Abaqus (curva negra rombos negros). Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-15} m^2$  presentado por Carrier, 2012 (Curva negra con cruces negras) Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-15} (m^2) = 1mD$  Abaqus (curva negra a trazos). De los resultados de simulación se puede observar que la longitud de fractura es mayor en la roca de menor permeabilidad.

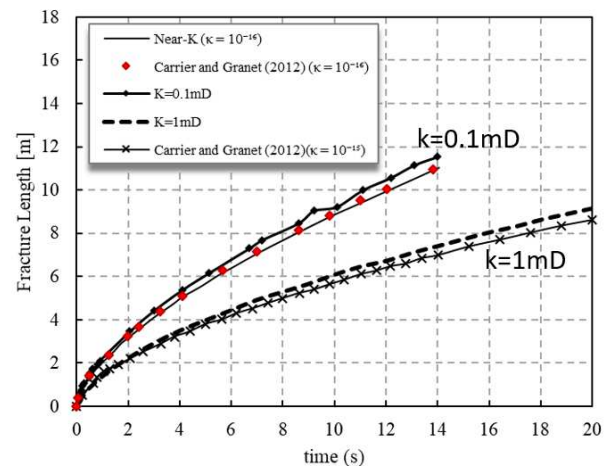


Figura 10. Comparación de longitud de fractura

En la figura 11 se presenta la comparación de desplazamiento de los bordes de fractura. Modelo Analítico (curva negra continua). Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-16} \text{ m}^2$  presentado por Carrier, 2012 (Rombos rojos). Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-16} \text{ (m}^2) = 0.1 \text{ mD}$  Abaqus (curva negra rombos negros). Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-15} \text{ m}^2$  presentado por Carrier, 2012 (Curva negra con cruces negras) Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-15} \text{ (m}^2) = 1 \text{ mD}$  Abaqus (curva negra a trazos). De los resultados de simulación se puede observar que el desplazamiento de los bordes de fractura es mayor en la roca de menor permeabilidad.

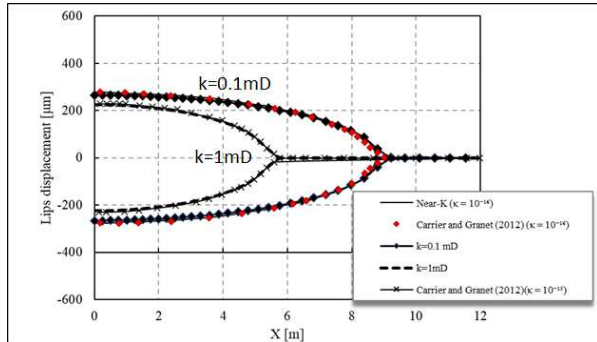


Figura 11. Desplazamiento de los bordes de fractura

En la figura 12 se presenta el esfuerzo normal a la fractura hidráulica (S22) para  $t=10 \text{ s}$ . Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-16} \text{ m}^2$  presentado por Carrier, 2012 (Rombos naranja). Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-16} \text{ (m}^2) = 0.1 \text{ mD}$  Abaqus (curva negra rombos negros). Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-15} \text{ m}^2$  presentado por Carrier, 2012 (Curva negra con cruces negras) Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-15} \text{ (m}^2) = 1 \text{ mD}$  Abaqus (curva negra a trazos).

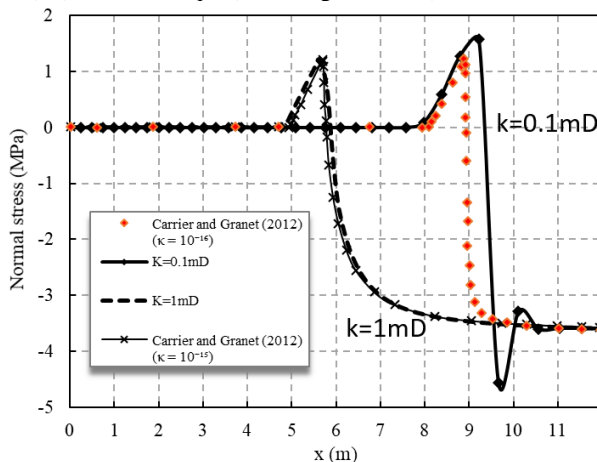


Figura 12. Comparación de esfuerzo normal S22 para  $t=10 \text{ s}$ .

En la figura 12, Se observa la extensión de la zona en donde se da el proceso de aumento del esfuerzo normal (S22) de tensión (+) por deformación en el rango elástico luego de que se llega al esfuerzo crítico  $t_c$  sucede el daño progresivo en donde se deteriora la rigidez del material y el esfuerzo normal de tensión (S22) cae súbitamente. Luego de la falla del material, los

elementos quedan sometidos a esfuerzo compresivo nulo y solo se ejerce por el fluido sobre los bordes rotos del material

En la figura 13 se presenta la presión de inyección. Modelo Analítico (curva negra continua). Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-16} \text{ m}^2$  presentado por Carrier, 2012 (Rombos rojos). Modelo numérico  $1 \times 10^{-16} \text{ (m}^2) = 0.1 \text{ mD}$  Abaqus (curva negra rombos negros). Modelo numérico  $k=1 \times 10^{-15} \text{ (m}^2) = 1 \text{ mD}$  Abaqus (curva negra a trazos). Se observa que la presión de inyección es menor en la roca de menor permeabilidad.

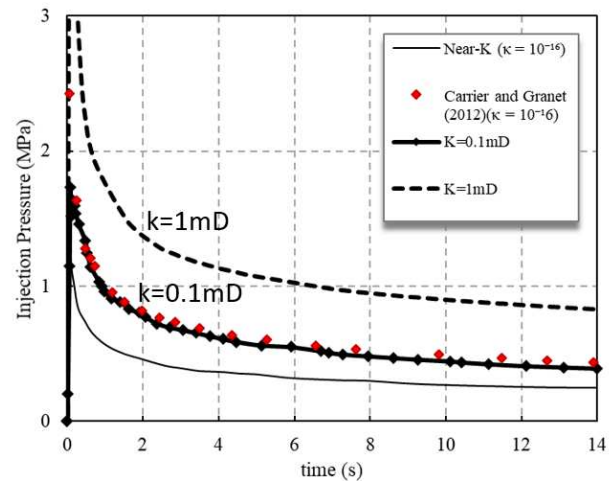


Figura 13. Comparación de presión de inyección

## 5 CONCLUSIONES

Se comprueba la viabilidad del uso de elementos cohesivos (CZE) para simular proceso de fracturamiento hidráulico por medio de un fluido en un medio poroelástico.

Fue posible reproducir resultados de simulación numérica junto con evaluación analítica para un caso referencia del uso FEM para simulación fracturamiento hidráulico

Para permeabilidad menor se presenta: Mayor apertura de fractura, mayor longitud de fractura, mayor desplazamiento de los bordes de fractura, mayor esfuerzo normal en la CZP, mayor espesor de CZP y menor presión de inyección.

La energía de fractura se optimiza en tratamientos de fracturamiento hidráulico realizados a rocas de menor permeabilidad K

## 6 BIBLIOGRAFÍA

- Arndt, S., Van Der Zee, W., Hoeink, T., Hughes, B., & Nie, J. (2015). *Hydraulic Fracturing Simulation for Fracture Networks*. May, 1–18.
- Carrier, B., & Granet, S. (2012). Numerical modeling of hydraulic fracture problem in permeable medium using cohesive zone model. *Engineering Fracture Mechanics*, 79, 312–328. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2011.11.012>
- Kolawole, O., & Ispas, I. (2019). How Hydraulic Fractures Interact with Natural Fractures: A Review and New Observations. *ARMA Symposium*, 2017.

- Needleman, A. (1987). Continuum Model for Void Nucleation By Inclusion Debonding. *American Society of Mechanical Engineers (Paper)*, 54(September 1987), 525–531.
- Pankaj, P., & Li, J. (2018). Impact of natural fractures beyond the hydraulic fracture complexity in unconventional reservoirs – A Permian case study. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2018, URTC 2018*, 1–23. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2874839>
- Warpinski, N. R., & Teufel, L. W. (1987). Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation. *Journal of Petroleum Technology*, 689–696. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-081551554-8.50015-X>
- Zhang, X., Thiercelin, M., & Jeffrey, R. (2007). *Effects of Frictional Geological Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation*. 1–11. <https://doi.org/10.2523/106111-ms>
- Zoback, M. D., & Kohli, A. H. (2019). Unconventional reservoir geomechanics: Shale gas, tight oil, and induced seismicity. In *Unconventional Reservoir Geomechanics: Shale Gas, Tight Oil, and Induced Seismicity*. <https://doi.org/10.1017/9781316091869>

# INTERNATIONAL SOCIETY FOR SOIL MECHANICS AND GEOTECHNICAL ENGINEERING



*This paper was downloaded from the Online Library of the International Society for Soil Mechanics and Geotechnical Engineering (ISSMGE). The library is available here:*

<https://www.issmge.org/publications/online-library>

*This is an open-access database that archives thousands of papers published under the Auspices of the ISSMGE and maintained by the Innovation and Development Committee of ISSMGE.*

*The paper was published in the proceedings of the 17th Pan-American Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering (XVII PCSMGE) and was edited by Gonzalo Montalva, Daniel Pollak, Claudio Roman and Luis Valenzuela. The conference was held from November 12<sup>th</sup> to November 16<sup>th</sup> 2024 in Chile.*