



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE MINAS

ANÁLISIS DE PRINCIPALES FACTORES QUE PROMUEVEN EL
HIDROFRACTURAMIENTO EN ROCAS DURAS A TRAVÉS DE SIMULACIONES EN UN
MEDIO HOMOGÉNEO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL DE MINAS

FABIÁN ESTEBAN POBLETE VERDUGO

PROFESOR GUÍA:

LUIS FELIPE ORELLANA ESPINOZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

ANDRÉS BRZOVIC PÉREZ

KIMIE SUZUKI MORALES

SANTIAGO DE CHILE

2022

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE:** Ingeniero Civil de Minas
POR: Fabián Esteban Poblete Verdugo
FECHA: 2022
PROFESOR GUÍA: Luis Felipe Orellana Espinoza

**ANÁLISIS DE PRINCIPALES FACTORES QUE PROMUEVEN EL
HIDROFRACTURAMIENTO EN ROCAS DURAS A TRAVÉS DE SIMULACIONES EN
UN MEDIO HOMOGÉNEO.**

El presente trabajo muestra la implementación del simulador *PyFrac* de código abierto desarrollado por Pierce & Detournay (2008) con el objetivo de modelar, simular y analizar las principales variables que promueven el hidrofracturamiento en rocas duras a través de un medio homogéneo. Para ello, se ha utilizado datos de ensayos de roca presentes en la minería a gran profundidad en Chile, específicamente datos provenientes de la División El Teniente (DET) de CODELCO, donde el uso de hidrofracturamiento ha aumentado en los últimos años. Esta técnica es utilizada en proyectos de panel/block caving para disminuir el riesgo sísmico al reducir la magnitud de los eventos sísmicos esperados por el proceso de caving.

La metodología utilizada consiste en simular una fractura bajo distintas configuraciones de los parámetros de roca, fluido y esfuerzos presentes en el simulador a través de análisis de sensibilidad de estos parámetros, y con ello, identificar los parámetros que tengan mayor relevancia en la propagación del fluido y fractura de la roca. Posteriormente, se procede a vincular datos de ensayos de hidrofracturamiento realizados en la DET con datos simulados para obtener un valor del módulo de tenacidad que logre validar los datos simulados con los datos obtenidos en terreno.

Los principales resultados del trabajo muestran que el parámetro más importante de la roca corresponde al módulo de tenacidad, debido a que otorga la geometría de la propagación fluido a través de la razón de tenacidad de los ejes de propagación, y al realizar el análisis de sensibilidad, se obtiene mayor variabilidad en los resultados de propagación de fluido y ancho de fractura (40% y 20% en promedio). Un segundo parámetro es el módulo de elasticidad, que muestra mayor variabilidad que el módulo de Poisson en los resultados obtenidos. En cuanto a la relación de esfuerzos (σ) y la presión de poros (P_p), es importante recordar que en este estudio $\Delta\sigma/\Delta P_p = 1$, por lo que no se observan desviaciones en el efecto de la presión de poros en el sistema modelado. Respecto a la simulación de los datos obtenidos en terreno, se observa que, para lograr validar los datos simulados con los datos obtenidos en terreno, es necesario que la roca presente una tenacidad del orden de 9.5-10.5 [MPa m^{1/2}], valor 10 veces mayor a los valores presentes en ejemplos realizados por autores como Zia & Lecampion (2020), por lo cual, al tener valores similares en los parámetros de roca, el valor obtenido de la tenacidad no es consistente con el valor original.

Finalmente, es necesario destacar que el simulador *PyFrac* asume una propagación del fluido en direcciones perpendiculares entre sí, en un medio homogéneo, lo cual contrasta con la realidad ya que en general el macizo puede ser heterogéneo y el fluido se puede propagar en función de fracturas preexistentes, las cuales no necesariamente son ortogonales a la fuente de inyección de fluido. Sin embargo, el simulador puede ser un primer acercamiento a proyecciones de los resultados esperados para la propagación del fluido y presión de ruptura en función del caudal de inyección y tiempo de bombeo.

Abstract

The present work shows the implementation of the open source PyFrac simulator developed by Pierce & Detournay (2008) with the objective of modeling, simulating and analyzing the main that promote hydrofracturing in hard rocks through a homogeneous medium. To do this, rock data present in deep-sea mining in Chile have been used, specifically data from CODELCO's El Teniente Division (DET), where the use of hydrofracturing has increased in recent years. This technique is used in panel/block caving projects to reduce seismic risk by reducing the magnitude of seismic events expected by the caving process.

The methodology used consists of simulating a fracture under different configurations of the rock, fluid and stress parameters present in the simulator through the sensitivity analysis of these parameters, and with this, identify the parameters that will have the greatest relevance in the propagation of the fluid. and rock fracture. Subsequently, we proceed to link data from hydrofracturing tests carried out in the DET with simulated data to obtain a value of the toughness modulus that manages to validate the simulated data with the data obtained in the field.

The main results of the work show that the most important parameter of the rock corresponds to the toughness modulus, because it gives the geometry of the fluid propagation through the toughness ratio of the propagation axes, and when performing the analysis of sensitivity, a greater amount is obtained in the results of fluid propagation and fracture width (40% and 20% on average). A second parameter is the modulus of elasticity, which shows greater need than Poisson's modulus in the results obtained. Regarding the stress ratio (σ) and pore pressure (P_p), it is important to remember that in this study $\Delta\sigma/\Delta P_p = 1$, so no deviations are observed in the effect of pore pressure on the modeled system. Regarding the simulation of the data obtained in the field, it is observed that, in order to validate the simulated data with the data obtained in the field, it is necessary that the rock has a toughness of the order of 9.5-10.5 [MPa m^{1/2}], value 10 times higher than the values present in examples carried out by authors such as Zia & Lecampion (2020), therefore, having similar values in the rock parameters, the value obtained for toughness is not consistent with the original value.

Finally, it is necessary to point out that the PyFrac simulator assumes a propagation of the fluid in directions perpendicular to each other, in a homogeneous medium, which contrasts with reality since in general the massif can be heterogeneous and the fluid can propagate based on fractures. existing ones, which are not orthogonal to the fluid injection source. However, the simulator can be a first approach to projections of the expected results for fluid propagation and rupture pressure as a function of injection flow rate and pumping time.

A mi familia,

*por haberme apoyado siempre, por el amor que me entregan y
por todo el sacrificio que han realizado a lo largo del tiempo.*

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mis padres por haberme apoyado siempre y por todos los años de sacrificio de parte ustedes que me permitieron estudiar. Gracias por estar siempre atentos, por quererme y por siempre creer y confiar en mí y mis hermanos y así motivarme a conseguir cada objetivo que me he propuesto. También quiero agradecer a mi hermano Gabriel por ser mi mejor amigo, por ser un referente para mí ya que siempre he admirado tu motivación y dedicación a conseguir lo que te propones, gracias por haberme soportado todos estos años y a pesar de todas las dificultades por la que hemos pasado siempre hemos encontrado alguna solución para seguir adelante, gracias por siempre sacarme una sonrisa y por soportar mis bromas. A mi hermano Guillermo, por haber llegado en un momento muy especial de mi vida y alegrármela con tu forma de ser.

Agradecer a mi pareja Andrea por todo el amor que me has entregado todo este tiempo, porque siempre me has apoyado y porque no es sencillo soportar mi humor, y aun así has estado a mi lado durante toda esta etapa.

También quiero agradecer a mi abuelita Angelina, mi tata Jorge y mi abuelita Noemí por haber sido parte fundamental de mi crianza, por preocuparse siempre y por todo el cariño que me han dado. A mis primos, tíos y familiares que se han preocupado y ayudado todos estos años, en particular a mi tío Ricardo y a mi primo John que siempre han sido atentos conmigo y mi familia y por ser un ejemplo a imitar cuando era pequeño.

A mis amigos de infancia que todavía seguimos manteniendo la amistad. A mi amigo Isaac por todos los buenos momentos que compartimos desde pequeños y por tener los mejores recuerdos tocando guitarra, yendo a conciertos y viviendo juntos con Gabriel. A mis amigos Julio y Pablo que desde pequeños hemos sido amigos y aún seguimos manteniendo esa amistad y confianza que espero siga para siempre. A mis amigos de enseñanza media, Ricardo, Belén y Gene, gracias por seguir acompañándome y seguir disfrutando de las juntas.

A mis amigos mineros de la universidad, a Luquiñas, Mati, Janito, Panchote, Boludiño, Nico, Carlitos, Perroni y Maicol, gracias por hacer grata la etapa universitaria, por ayudarme a confiar en mí y levantarme el ánimo, por las juntas, la buena onda y todas las buenas anécdotas que recordaremos para siempre. A todos mis amigos de la sección 8, a los diferentes amigos que conocí y compartí en equipos de baby fútbol como Los Rompe, La ebria mecánica y Abre Zanjás.

Finalmente quisiera agradecer a mi profesor guía Luis Felipe Orellana, por haber confiado en mí sin conocernos, por su ayuda y disposición a lo largo de todo este periodo, por su comprensión y paciencia para lograr llevar a cabo el trabajo. A mi profesor co-guía Andrés Brzovic, gracias por la ayuda y la disposición a querer colaborar con su experiencia a este trabajo. A mi profesora integrante Kimie Suzuki, por la buena disposición e interés en ser partícipe de este trabajo.

Tabla de Contenido

1.	Introducción.....	1
1.1.	Objetivo General.....	3
1.2.	Objetivos específicos	3
1.3.	Alcances.....	3
1.4.	Estructura de la memoria	3
2.	Antecedentes.....	5
2.1.	Hidrofracturamiento.....	6
2.2.	Hidrofracturamiento en minería chilena.	8
2.2.1.	Uso de hidrofracturamiento en la medición del estado tensional.	9
2.2.2.	Uso de hidrofracturamiento en pre-acondicionamiento	12
2.3.	PyFrac	13
2.3.1.	Deformación Elástica	14
2.3.2.	Flujo del fluido	15
2.3.3.	Condiciones de borde	16
2.3.4.	Anisotropía en función de la tenacidad de la roca.....	16
2.4.	Solución Numérica de PyFrac.	18
2.4.1.	Discretización de la malla.....	19
2.4.2.	Solucionador de elastohidrodinámica.....	19
2.4.3.	Algoritmo de propagación de fracturas.	20
2.4.4.	Cierre de fracturas.	20
3.	Metodología.....	22
3.1.	Simulación preliminar de casos de estudio.....	23
3.2.	Parámetros de roca.....	24
3.2.1	Análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad.....	24
3.2.2.	Análisis de sensibilidad de la razón de Poisson y Elasticidad.....	25
3.3.	Parámetros de fluido	25
3.4.	Configuración de esfuerzos	26
3.5.	Vinculación de datos simulados	26
4.	Resultados.....	27
4.1.	Casos de estudios simulados preliminarmente.	27
4.2.	Simulación de parámetros de roca	30
4.2.1.	Simulación bajo distintas configuraciones del módulo de tenacidad.....	30
4.2.2.	Simulación bajo distintas configuraciones del módulo de elasticidad	32

4.2.3.	Simulación bajo distintas configuraciones de razón de Poisson	35
4.3.	Simulación de parámetros de fluido.	41
4.4.	Simulación bajo distintas configuraciones de esfuerzo.	44
4.5.	Simulación de ensayos de hidrofracturamiento en terreno.	45
4.5.1.	Ensayo 37 pk	45
4.5.2.	Ensayo 38 pk	46
4.5.3.	Ensayo 40 pk	47
5.	Discusión	49
5.1.	Análisis de datos obtenidos en simulación de casos previos de estudio.....	49
5.2.	Análisis de parámetros del modelo.....	49
5.2.1.	Análisis de parámetros de roca.....	50
5.2.1.1.	Análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad.	50
5.2.1.2.	Análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad.	50
5.2.1.3.	Análisis de sensibilidad de la razón de Poisson.....	51
5.2.2.	Análisis de parámetros de fluido.....	52
5.2.3.	Análisis de configuración de esfuerzos.....	53
5.2.4.	Resumen.....	53
5.3.	Análisis de simulación con datos de ensayos en terreno.	54
6.	Conclusión.....	57
7.	Bibliografía.....	58
	Anexos.....	61
	Anexo A: Resultados complementarios	61
	Anexo A.1: Resultados complementarios del módulo de tenacidad.	61
	Anexo A.2: Resultados complementarios de parámetros de roca.	63
	Anexo A.3: Resultados complementarios de parámetros de caudal de inyección.	72
	Anexo A.4: Resultados de análisis de sensibilidad para configuración de esfuerzos.	74

Índice de Figuras

Figura 1: Ejemplo de desprendimiento de roca producto de estallidos de roca. Figura 1a (izq.) muestra estallido de roca en mina El Teniente en Chile (Rojas, 2017). Figura 1b (der.) muestra estallido de roca en el túnel Gottard en Suiza (Rehbock-Sander & Jesel, 2018).	1
Figura 2: Tipos de estallidos de rocas. Fig. 1a muestra desprendimiento de roca asociado a tracción. (izq.) Fig. 1b muestra desprendimiento asociado a una liberación de energía producto de un evento sísmico proveniente de la activación de una falla. (der.).....	6
Figura 3: Geometría de modelos para la propagación de la fractura. Fig. 2a corresponde a modelo PKN (izq.) y Fig. 2b corresponde a modelo KGD.	7
Figura 4: Esquema de uso intensivo de pre acondicionamiento en minería bajo método de explotación Panel Caving. (Catalán et al., 2012)	8
Figura 5: Esquema de configuración de equipos para realizar hidrofracturamiento (Haimson & Cornet, 2003).	9
Figura 6: Esquema idealizado de presión de fractura en el proceso de hidrofracturamiento. (Amadei & Stephansson, 1997).....	10
Figura 7: Esquema conceptual de utilización de hidrofracturamiento ascendente y descendente en minería bajo método de Panel Caving Convencional. (Pardo et al. 2016).....	13
Figura 8: Vista en planta de anisotropía en la propagación del fluido	18
Figura 9: Esquema de discretización de malla con punto de inyección central.	19
Figura 10: Esquema de identificación de celdas que contienen la punta de la fractura.	20
Figura 11: Diagrama de flujo de la implementación del algoritmo de conjunto de niveles implícitos para una simulación que presenta anisotropía.	21
Figura 12: Mapa conceptual de metodología utilizada para el estudio.	22
Figura 13: Ancho de fractura en función del tiempo para casos de estudio preliminares. (tiempo en escala logarítmica).....	27
Figura 14: Propagación del fluido en función del tiempo para casos de estudio preliminares. (tiempo en escala logarítmica).....	28
Figura 15: Presión de fractura en función del tiempo para casos de estudio preliminares. (tiempo en escala logarítmica).....	28
Figura 16: Presión de fluido en función del tiempo para casos de estudio preliminares. (tiempo en escala logarítmica).....	29
Figura 17: Presión de fractura en función del ancho de fractura.....	29
Figura 18: Presión de fractura en función de propagación de fractura.....	29
Figura 19: Ancho de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad. (tiempo en escala logarítmica)	30
Figura 20: Propagación de fractura del eje mayor en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad. (tiempo en escala logarítmica)	30
Figura 21: Propagación de fractura del eje menor en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad. (tiempo en escala logarítmica)	31
Figura 22: Presión de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad. (tiempo en escala logarítmica)	31
Figura 23: Presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad.....	32
Figura 24: Presión de fractura en función del eje mayor de fractura para análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad.....	32

Figura 25: Ancho de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad. (tiempo en escala logarítmica).....	33
Figura 26: Propagación de fractura del eje mayor en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad. (tiempo en escala logarítmica).....	33
Figura 27: Propagación de fractura del eje menor en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad. (tiempo en escala logarítmica).....	34
Figura 28: Presión de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad. (tiempo en escala logarítmica).....	34
Figura 29: Presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad.	35
Figura 30: Presión de fractura en función del eje mayor de fractura para análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad.	35
Figura 31: Ancho de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson. (tiempo en escala logarítmica)	36
Figura 32: Propagación del eje mayor de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson. (tiempo en escala logarítmica).....	36
Figura 33: Propagación del eje menor de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson. (tiempo en escala logarítmica).....	37
Figura 34: Presión de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson. (tiempo en escala logarítmica)	37
Figura 35: Presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson.	38
Figura 36: Presión de fractura en función del eje mayor de propagación de fractura para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson.	38
Figura 37: Ancho de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson con una variación de $\pm 10\%$. (tiempo en escala logarítmica)	39
Figura 38: Propagación del eje mayor de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson con una variación de $\pm 10\%$. (tiempo en escala logarítmica).....	39
Figura 39: Propagación del eje menor de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson con una variación de $\pm 10\%$. (tiempo en escala logarítmica).....	40
Figura 40: Presión de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson con una variación de $\pm 10\%$. (tiempo en escala logarítmica)	40
Figura 41: Presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson con una variación de $\pm 10\%$	40
Figura 42: Presión de fractura en función del eje mayor de propagación de fractura para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson con una variación de $\pm 10\%$	41
Figura 43: Ancho de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de caudal de inyección. (tiempo en escala logarítmica)	41
Figura 44: Propagación de fractura del eje mayor en función del tiempo para análisis de sensibilidad de caudal de inyección. (tiempo en escala logarítmica).....	42
Figura 45: Propagación de fractura del eje menor en función del tiempo para análisis de sensibilidad de caudal de inyección. (tiempo en escala logarítmica).....	42
Figura 46: Presión de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de caudal de inyección. (tiempo en escala logarítmica).....	43
Figura 47: Presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad de caudal de inyección.	43

Figura 48: Presión de fractura en función del eje mayor de propagación de fractura para análisis de sensibilidad de caudal de inyección.	43
Figura 49: Presión de fluido en función del tiempo para análisis de sensibilidad de esfuerzos. (tiempo en escala logarítmica).....	44
Figura 50: Presión de fluido en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad de esfuerzos.	44
Figura 51: Presión de fluido en función del eje mayor de fractura para análisis de sensibilidad de esfuerzos.	45
Figura 52: Gráfico obtenido en terreno para presión de fluido en función del tiempo para ensayo 37pk. (Eje izquierdo corresponde a presión de fluido [MPa], eje secundario corresponde a caudal de inyección [lts/min]) (Reporte Interno, "Propuesta Desarrollo FH Plan Minería Profunda" (2021), Codelco)	46
Figura 53: Presión de fluido en función del tiempo para datos experimentales y simulados de ensayo 37pk	46
Figura 54: Gráfico obtenido en terreno para presión de fluido en función del tiempo para ensayo 38pk. (Eje izquierdo corresponde a presión de fluido [MPa], eje secundario corresponde a caudal de inyección [lts/min]) (Reporte Interno, "Propuesta Desarrollo FH Plan Minería Profunda" (2021), Codelco)	47
Figura 55: Presión de fluido en función del tiempo para datos experimentales y simulados de ensayo 38pk	47
Figura 56: Gráfico obtenido en terreno para presión de fluido en función del tiempo para ensayo 40pk. (Eje izquierdo corresponde a presión de fluido [MPa], eje secundario corresponde a caudal de inyección [lts/min]) (Reporte Interno, "Propuesta Desarrollo FH Plan Minería Profunda" (2021), Codelco)	48
Figura 57: Presión de fluido en función del tiempo para datos experimentales y simulados de ensayo 40pk.	48
Figura 58: Ancho de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de esfuerzos. Figura 58a (izq.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 10 [MPa]. Figura 58b (der.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 20 [MPa]. Figura 58c (inferior) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 30 [MPa]. (tiempo en escala logarítmica)	75
Figura 59: Propagación del eje mayor de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de esfuerzos. Figura 59a (izq.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 10 [MPa]. Figura 59b (der.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 20 [MPa]. Figura 59c (inferior) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 30 [MPa]. (tiempo en escala logarítmica).....	76
Figura 60: Propagación del eje menor de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de esfuerzos. Figura 60a (izq.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 10 [MPa]. Figura 60b (der.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 20 [MPa]. Figura 60c (inferior) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 30 [MPa]. (tiempo en escala logarítmica).....	76
Figura 61: Presión de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de esfuerzos. Figura 61a (izq.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 10 [MPa]. Figura 61b (der.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 20 [MPa]. Figura 61c (inferior) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 30 [MPa]. (tiempo en escala logarítmica)	77

Figura 62: Presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad de esfuerzos. Figura 62a (izq.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 10 [MPa]. Figura 62b (der.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 20 [MPa]. Figura 62c (inferior) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 30 [MPa].	78
Figura 63: Presión de fractura en función del eje mayor de fractura para análisis de sensibilidad de esfuerzos. Figura 63a (izq.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 10 [MPa]. Figura 63b (der.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 20 [MPa]. Figura 63c (inferior) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 30 [MPa].	78

Índice de Tablas

Tabla 1: Configuración de parámetros de roca para casos de estudios preliminares.	24
Tabla 2: Configuración inicial de parámetros de simulación.	24
Tabla 3: Configuración de tenacidad (K_c) para análisis de sensibilidad.	24
Tabla 4: Configuración de parámetros de roca para casos de estudio de análisis de sensibilidad.	25
Tabla 5: Configuración de caudal de inyección (Q_i) para análisis de sensibilidad de fluido	25
Tabla 6: Configuración de esfuerzos normal σ_n para análisis de sensibilidad de esfuerzos.	26
Tabla 7: Valores de principales parámetros de ensayo de hidrofracturamiento proveniente de División El Teniente.	26
Tabla 8: Resultados de módulo de deformación plana para los distintos parámetros de roca utilizados en simulación de casos preliminares.	27
Tabla 9: Nueva configuración de simulación para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson variando su valor en un 10%.	51
Tabla 10: Tabla resumen de relación entre principales resultados y parámetros estudiados.	54
Tabla 11: Resumen de presiones obtenidas para ensayo 37pk.	54
Tabla 12: Resumen de presiones obtenidas para ensayo 38pk.	55
Tabla 13: Resumen de presiones obtenidas para ensayo 40pk.	55
Tabla 14: Configuración de parámetros de roca utilizados para roca Dacítica y Roca Sedimentaria (Zia et al, 2018)	55
Tabla 15: Diferencial de variables para casos estudiados en análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de tenacidad.	61
Tabla 16: Diferencial de presión en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de tenacidad.	61
Tabla 17: Valores de presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de tenacidad.	62
Tabla 18: Diferencial de presión en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de tenacidad.	62
Tabla 19: Valor de presión de fractura en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de tenacidad.	63
Tabla 20: Diferencial de variables para casos estudiados en análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de elasticidad.	63
Tabla 21: Diferencial de presión en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de elasticidad.	64
Tabla 22: Valores de presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de elasticidad.	64

Tabla 23: Diferencial de presión en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de elasticidad.....	65
Tabla 24: Valor de presión de fractura en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de elasticidad.....	65
Tabla 25: Diferencial de variables para casos estudiados en análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ de la razón de Poisson.	67
Tabla 26: Diferencial de presión en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ de la razón de Poisson.....	67
Tabla 27: Valores de presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ de la razón de Poisson.....	68
Tabla 28: Diferencial de presión en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ de la razón de Poisson.....	68
Tabla 29: Valor de presión de fractura en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ de la razón de Poisson.....	69
Tabla 30: Diferencial de variables para casos estudiados en análisis de sensibilidad $\pm 10\%$ de la razón de Poisson.	69
Tabla 31: Diferencial de presión en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 10\%$ de la razón de Poisson.....	70
Tabla 32: Valores de presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 10\%$ de la razón de Poisson.....	70
Tabla 33: Diferencial de presión en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 10\%$ de la razón de Poisson.....	71
Tabla 34: Valor de presión de fractura en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 10\%$ de la razón de Poisson.....	71
Tabla 35: Diferencial de variables para casos estudiados en análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del caudal de inyección.	72
Tabla 36: Diferencial de presión en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del caudal de inyección.....	72
Tabla 37: Valores de presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del caudal de inyección.....	73
Tabla 38: Diferencial de presión en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del caudal de inyección.....	74
Tabla 39: Valor de presión de fractura en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del caudal de inyección.....	74

Índice de Ecuaciones

Ecuación 1: Esfuerzo tangencial al borde de la excavación.....	10
Ecuación 2: Relaciones de esfuerzos con presiones obtenidas en proceso de hidrofracturamiento.	10
Ecuación 3: Esfuerzo horizontal en función de presiones obtenidas en proceso de hidrofracturamiento.	10
Ecuación 4: Esfuerzo de tracción en función de la presión de quiebre (P_c) y la presión de reapertura (P_r).....	11

Ecuación 5: Estado tensional en función del ancho de fractura y componente normal del vector de fractura.....	14
Ecuación 6: Presión de fractura en función del ancho de fractura y componente normal del vector de fractura.	14
Ecuación 7: Presión de fractura en función de presión del fluido y esfuerzo normal.	14
Ecuación 8: Condiciones de borde para el ancho de fractura y la tracción.	15
Ecuación 9: Equilibrio de volumen para flujo del fluido	15
Ecuación 10: Ley de Poiseuille para flujo laminar.....	15
Ecuación 11: Ecuación de Reynolds en base a los parámetros de la simulación.	16
Ecuación 12: Condiciones de borde del contorno de la fractura.	16
Ecuación 13: Condiciones de borde para la tenacidad.	16
Ecuación 14: Fórmula de tenacidad.....	17
Ecuación 15: Tenacidad en función del ángulo de propagación.	17
Ecuación 16: Condiciones de borde para la función del ángulo de propagación.	17
Ecuación 17: Radio de tenacidad entre los ejes de propagación.	18
Ecuación 18: Módulo de deformación plana.....	49

1.Introducción

Actualmente en Chile, se cuenta con proyectos mineros que han migrado hacia minería subterránea y/o profundizado sus niveles de producción bajo escenarios de roca dura y gran profundidad. Casos conocidos como el Nuevo Nivel Mina de la División El Teniente de CODELCO, han enfrentado la complejidad de construir y desarrollar túneles bajo diversos cambios de litología a lo largo del túnel y condiciones de altos esfuerzos in situ e inducidos, lo que los ha llevado a enfrentarse a escenarios desfavorables que han traído como consecuencia un desarrollo de túneles bajo un riesgo de alta sismicidad, donde se puede esperar que ocurran los eventos denominados como estallidos de roca. (Verzani et al., 2015).

Los estallidos de rocas son unos de los eventos más catastróficos que pueden ocurrir en minería subterránea, en parte por la liberación súbita de energía desde el macizo rocoso producto de un evento sísmico, lo que se traduce en proyección de rocas hacia la infraestructura (Ortlepp, 1997). Asimismo, los estallidos de roca involucran un desplazamiento de un gran volumen de roca en un espacio confinado, lo cual tiene el potencial de afectar la seguridad de los trabajadores y la viabilidad del proyecto (Cai & Kaiser, 2018).



Figura 1: Ejemplo de desprendimiento de roca producto de estallidos de roca. Figura 1a (izq.) muestra estallido de roca en mina El Teniente en Chile (Rojas, 2017). Figura 1b (der.) muestra estallido de roca en el túnel Gottard en Suiza (Rehbock-Sander & Jesel, 2018).

A través de los años, CODELCO ha estado mejorando sus sistemas de pre-acondicionamiento y fortificación para resguardar a los trabajadores expuestos y la infraestructura desarrollada. Sin embargo, los mecanismos de origen de estallido de rocas y posterior comportamiento del macizo rocoso aún no son del todo conocidos. Respecto a los sistemas de pre-acondicionamiento utilizados por parte de CODELCO, estos tienen el objetivo de modificar las condiciones naturales de confinamiento del macizo rocoso, alterando los parámetros geotécnicos del macizo. Dentro de los principales sistemas de pre-acondicionamiento, los más utilizados corresponden al Fracturamiento Hidráulico (FH) y al Debilitamiento Dinámico con Explosivos (DDE). Estos últimos sistemas pueden ser implementados de forma individual o mixtos. Respecto al Fracturamiento Hidráulico, esta técnica ha sido ampliamente utilizada en la División El Teniente, donde se han observado bajas considerables en la magnitud de la sismicidad generada por el proceso del caving (Catalan et al. 2017).

En relación al Fracturamiento Hidráulico (FH), esta técnica ha sido estudiada por diversos autores relacionados a estudios de recursos de hidrocarburos ubicados en rocas sedimentarias de baja permeabilidad. En estos casos, esta técnica ha sido utilizada principalmente para aumentar los pozos de petróleo y gas. Si bien en el sector de recursos fósiles la técnica ha sido estudiada exhaustivamente, en minería los estudios son más bien escasos. En particular, respecto de la propagación de fluidos en la roca y los efectos relativos a los parámetros constitutivos de ella. (Soeder, 2021).

Dentro de los diversos estudios de FH, se puede encontrar el simulador *PyFrac*, simulador de libre acceso desarrollado por Pierce & Detournay (2008) el cual utiliza un lenguaje de programación basado en Python y C++ donde se simula el proceso de hidrofracturamiento, utilizando parámetros de roca, fluido y esfuerzos como tenacidad, razón de Poisson, módulo de Elasticidad, caudal de inyección, geometría de la fractura, configuración de esfuerzos, entre otros. De esta forma, al configurar los parámetros iniciales, el simulador, a través de la solución de ecuaciones de una fractura elástica lineal para una fractura tridimensional plana, entrega valores de las distintas variables presentes en el código, tales como la propagación de fluido, ancho de fractura, presión, ubicación y velocidad del frente del fluido en función del tiempo, entre otras.

En el contexto de este estudio, este trabajo pretende analizar mediante el simulador *PyFrac*, las principales variables del FH que están presentes en el simulador, y con ello analizar el impacto de estas variables en los resultados obtenidos. Para realizar lo mencionado, se utiliza como caso base el ejemplo desarrollado por Zia (2018), el cual considera una simulación de hidrofracturamiento con anisotropía en función de la tenacidad de la roca, y se reemplazan los parámetros iniciales de roca, fluido y esfuerzos del ejemplo mencionado por parámetros presentes en la minería chilena. Finalmente, se busca revisar los resultados de las simulaciones con resultados de fracturamiento hidráulico obtenidos en la minería chilena.

1.1. Objetivo General

- El objetivo principal es modelar, simular y analizar el comportamiento mecánico de rocas duras y el efecto de parámetros constitutivos, en procesos de hidrofracturamiento, mediante el empleo de técnicas de modelamiento numérico.

1.2. Objetivos específicos

- Modelar el hidrofracturamiento en rocas duras.
- Identificar principales características de la roca con la propagación del hidrofracturamiento.
- Analizar propiedades de fluido (ej. permeabilidad) que influyan en el proceso de hidrofracturamiento.
- Validar datos simulados con datos reales de hidrofracturamiento obtenidos en pruebas realizadas en la División El Teniente

1.3. Alcances

El siguiente estudio se acota a la simulación en 2D del fracturamiento hidráulico en roca dura, a través de códigos abiertos de Python que han sido desarrollados por Peirce & Detournay (2008). Además, de analizar e los principales parámetros de roca que pueden afectar la propagación del fluido, los cuales utilizan la tenacidad como principal variable para generar anisotropía

1.4. Estructura de la memoria

El presente estudio se divide en 6 capítulos, los cuales se detallan a continuación.

Capítulo 1: Contiene la introducción, objetivos y alcances del tema a estudiar.

Capítulo 2: En primer lugar, se presentan los antecedentes del uso de hidrofracturamiento en la industria de los hidrocarburos y el uso del hidrofracturamiento en la minería chilena como pre-acondicionamiento y para la medición de esfuerzos. Posteriormente se describe el simulador PyFrac señalando los supuestos que considera y describiendo la solución numérica.

Capítulo 3: Describe en detalle los pasos a seguir en el estudio del proceso de hidrofracturamiento, y señala que variables se estudiarán para comprender el funcionamiento del código. Finalmente, se menciona la vinculación del simulador con datos entregados de ensayos en terreno.

Capítulo 4: Presenta los principales resultados de los análisis de sensibilidad a las principales variables escogidas. Finalmente se muestran los resultados de la comparación de los resultados simulados con los datos entregados de ensayos en terreno

Capítulo 5: Contiene la discusión y análisis de los resultados.

Capítulo 6: Para finalizar el estudio, se presentan las principales conclusiones.

2. Antecedentes

Actualmente, la minería subterránea enfrenta importantes desafíos a la hora de llevar a cabo sus operaciones. A medida que se profundiza un yacimiento, se tiene una mayor dureza en la roca, mayores esfuerzos in situ y aumentos de temperatura (Ortlepp & Stacey, 1994), lo que se traduce en escenarios desfavorables, en los cuales, aumenta la probabilidad de que ocurra un estallido de rocas que libere una gran cantidad de energía. El fenómeno de estallidos de rocas posee diversas definiciones, Cook (1965) señala que un estallido de rocas corresponde a una disrupción incontrolada de roca asociada a una liberación violenta de energía. Por otra parte, Dietz et al. (2018) señala que es un movimiento repentino y violento y posterior colapso de rocas en cavidades subterráneas que ocurre bajo condiciones de altos esfuerzos, mientras que CODELCO define un estallido de rocas como la pérdida de la continuidad del proceso productivo de la operación minera provocado por la ruptura y proyección instantánea del macizo rocoso.

Dentro de toda la literatura, hay consenso en indicar que el término estallido de rocas describe una falla repentina y posterior sismicidad, que implica cambios en los esfuerzos de los alrededores de una excavación sometida a altos esfuerzos in situ (Mazaira & Konicek, 2015). En general, la roca durante un estallido de roca se sobrecarga y se deforma de manera frágil, fallando bajo compresión por fracturamiento y procesos friccionales (Orlecka-Sikora, 2010). Una vez que la roca falla, se tiene un aumento considerable de volumen, el cual es liberado de forma violenta en un espacio confinado seguido de un colapso en la excavación, que puede causar la muerte de trabajadores y/o daños graves a las instalaciones mineras.

Durante la fase de construcción de un proyecto minero, el mecanismo más observado tiene relación con desprendimientos superficiales, como planchas o losas de roca, y/o pandeo de fragmentos de roca, lo que genera una explosión violenta de rocas (Keneti & Sainsbury, 2018). Este tipo de estallido de rocas está asociado generalmente, a fallas por tracción en el borde de las excavaciones, debido a la concentración de esfuerzos (Li et al. 2017; Gong et al. 2015) (Figura 1a). Del mismo modo, se tienen estallidos de rocas asociados a sobrecarga en pilares, lo que también conlleva a un desprendimiento violento de roca o material de fortificación. Por otra parte, los estallidos de rocas más críticos tienen relación con la activación de una falla cercana a la excavación (Figura 1b), debido a que este mecanismo de falla libera una gran cantidad de energía plástica de deformación, causando un mayor daño. Este último mecanismo se genera cuando la resistencia al corte de la falla es superada como consecuencia tectónica natural o actividades inducidas por la minería, alterando el campo de esfuerzos in situ. Así, se tiene que la falla se puede reactivar, obteniendo un deslizamiento de falla inestables, lo que se traduce en una liberación de energía que puede inducir un terremoto (Meng et al. 2016).

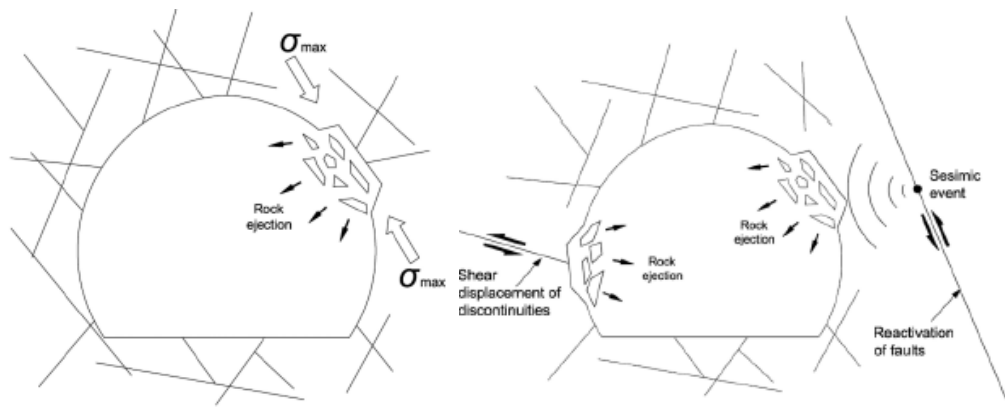


Figura 2: Tipos de estallidos de rocas. Fig. 1a muestra desprendimiento de roca asociado a tracción. (izq.) Fig. 1b muestra desprendimiento asociado a una liberación de energía producto de un evento sísmico proveniente de la activación de una falla. (der.)

Con las técnicas actuales, resulta imposible predecir un estallido de rocas, por lo cual, una de las técnicas de mitigación más utilizadas es el monitoreo de la actividad microsísmica (Swanson, 1992). Otras medidas tienen relación con la estimulación hidráulica, donde los métodos más frecuentes son el hidrofracturamiento o fracturamiento hidráulico (FH) y el hydraulic shearing (HS). La principal diferencia es que el hidrofracturamiento tiene como objetivo iniciar y propagar nuevas fracturas por tracción a través de la inyección del fluido, mientras que hydraulic shearing intenta cortar las discontinuidades naturales preexistentes con el objetivo de inducir el deslizamiento buscando disminuir la cohesión, y eventualmente, activar dichas estructuras (Preisig et al. 2015).

2.1. Hidrofracturamiento.

El FH tiene origen en la industria de los hidrocarburos con el objetivo de crear largas grietas en rocas sedimentarias porosas para permitir que el petróleo y el gas fluyan de forma más fácil hacia el pozo de extracción. En condiciones normales, los espacios porosos de las rocas sedimentarias son muy pequeños lo que dificulta el movimiento de los fluidos (Soeder, 2020). También se puede encontrar el proceso de hidrofracturamiento en técnica de pre-acondicionamiento del macizo rocoso en minería mediante métodos de explotación por panel Caving (Araneda et al, 2007), o como también se puede encontrar en fracturas en glaciares posterior a una descarga repentina de fluido. También se aplica en la reinyección de desechos de perforación, medición de esfuerzos in-situ y recuperación de energía geotérmica (Serebrinsky et al., 2008).

El proceso de hidrofracturamiento tiene orígenes de la década del 40, donde Floyd Farris descubrió que, si llenaba un pozo con líquido y luego se aumentaba gradualmente la presión sobre el fluido, se superaría la resistencia de la roca formando una grieta. Esta técnica resultó ser más económica y eficiente que la inyección de explosivo para fragmentar la roca, con lo cual se masificó a inicios de la década del 50, donde Halliburton en 1953 desarrolla el método actual de fracturamiento hidráulico en base a agua (Montgomery & Smith, 2010)

Si bien el hidrofracturamiento es una de las técnicas más utilizadas en la industria de los hidrocarburos, aún existen muchos casos de estudio donde las producciones son insatisfactorias al utilizar esta técnica (Qiu et al., 2013; Rahman & Rahman, 2010; Zhou & col., 2014). Esto se debe a la complejidad de las condiciones in situ, ya sea por la compleja geología de la roca: heterogeneidad, anisotropía, entre otros, y tanto por el proceso multifísico de acoplado inherente (Economides y Nolte, 2000), donde se incluyen deformaciones sólidas propagación de fracturas, flujo de fluidos en la matriz y fractura (Kovalyshen, 2010).

Es por esta razón que, en las últimas décadas, investigadores como Adachi (2002), Barbati (2016) y Detournay (2008), han tratado de estudiar el fenómeno y generar modelos que simulen el proceso de hidrofracturamiento a través de modelos continuos y discontinuos. En el primer caso las ecuaciones utilizadas tienen relación con modelos de elasticidad, ecuaciones de flujo del fluido y crecimiento de la fractura, que han sido interpretadas en modelo analíticos y/o numéricos (Adachi et al., 2007). Cabe destacar, que a partir de la década del 50 se iniciaron los primeros modelos, donde uno de los modelos más populares corresponde al modelo PKN (Perkins & Kern, 1961; Nordgren, 1972) el cual es aplicable a fisuras planas, más largas que altas y de sección vertical elipsoidal (Serebrinsky et al. 2016). Otro modelo por considerar es el modelo KGD (Khristianovic & Zheltov, 1955; Geertsma & Klerk, 1969) el cual es aplicable a fisuras planas, más altas que largas, y de apertura independiente de la altura. Además, este modelo asume un estado plano de deformaciones en secciones horizontales (Serebrinsky et al. 2016). Posterior a los estudios mencionados, se han desarrollado algunas variaciones de los modelos KGD y PKN, donde se tiene modelos semi-analíticos, modelos planos 3-D y modelos totalmente 3-D, donde la propagación de la fractura y el flujo del fluido pueden coincidir y se resuelve numéricamente en mallas 2-D o 3-D.

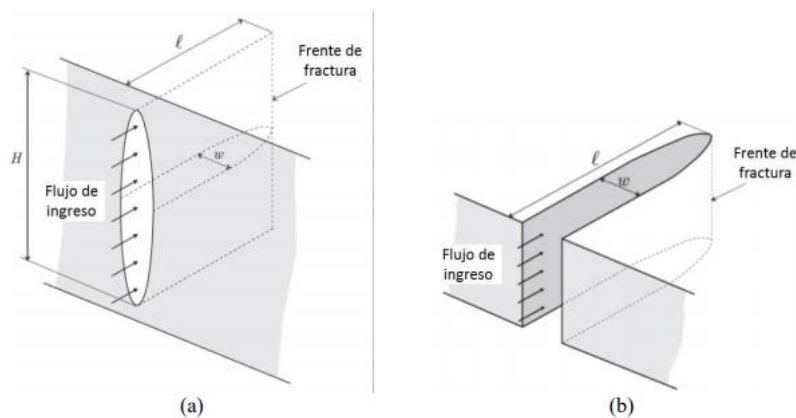


Figura 3: Geometría de modelos para la propagación de la fractura. Fig. 2a corresponde a modelo PKN (izq.) y Fig. 2b corresponde a modelo KGD.

2.2. Hidrofracturamiento en minería chilena.

Como se ha mencionado anteriormente, el hidrofracturamiento también es utilizado en minería chilena para realizar estimaciones del estado tensional in situ, y también ha sido ampliamente utilizado como técnica de pre-acondicionamiento en proyectos que utilizan panel/block caving como método de explotación. Entre otros, los beneficios obtenidos son una mejor hundibilidad del macizo, aumentando la fragmentación del mineral, incrementando la tasa de propagación del caving y disminuir el riesgo sísmico al reducir la magnitud de los eventos sísmicos propios del caving. (Araneda et al. 2007)

En los últimos años, se ha introducido el concepto de pre acondicionamiento intensivo, el cual consiste en la combinación del uso de hidrofracturamiento a través de pozos descendentes y tronaduras confinadas antes del inicio del caving, alterando el macizo rocoso mediante el uso de la inyección del fluido y el detonamiento de largas cargas de explosivo (>100m). El objetivo del pre acondicionamiento intensivo tiene relación con obtener una mayor velocidad de propagación del caving acompañado de menor cantidad de eventos sísmicos de alta intensidad, obteniendo además una mejor fragmentación secundaria, un flujo mejorado del punto de extracción, lo que se puede traducir en reducciones del orden del 10 al 15% del gasto operativo (OPEX) y reducciones de gasto de capital (CAPEX) del orden del 2 al 5% debido a las mejoras de productividad (Catalán et al., 2017).

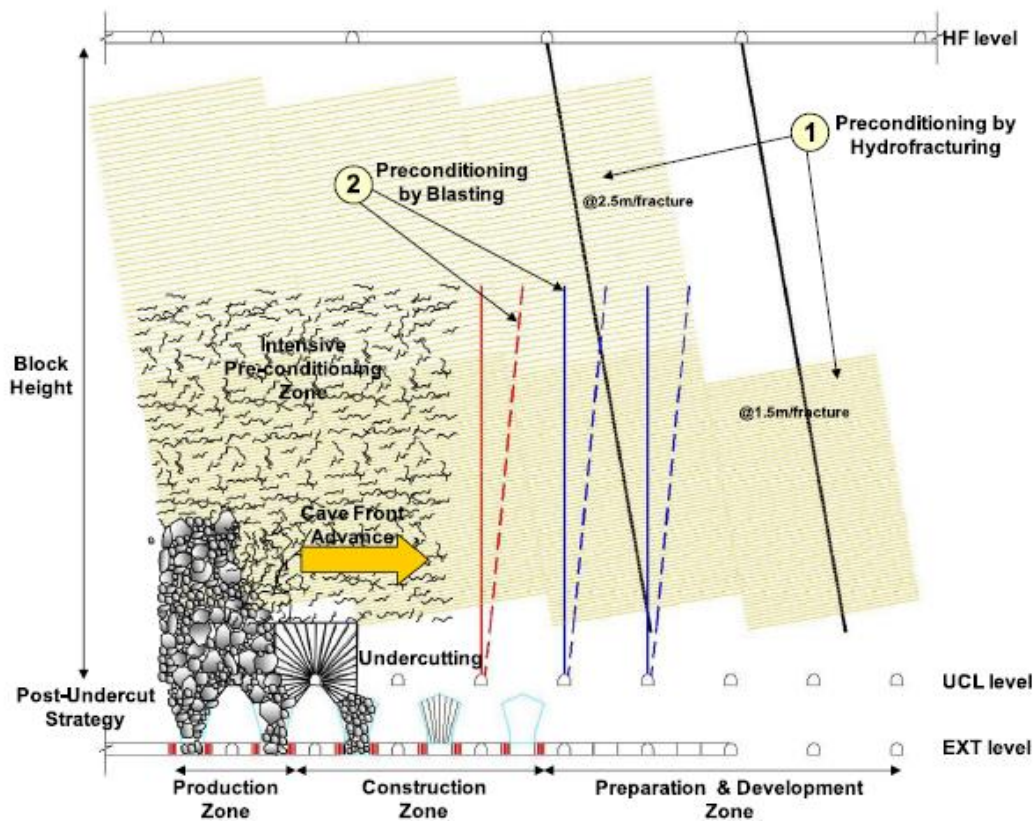


Figura 4: Esquema de uso intensivo de pre acondicionamiento en minería bajo método de explotación Panel Caving. (Catalán et al., 2012)

2.2.1. Uso de hidrofracturamiento en la medición del estado tensional.

Para poder conocer el estado tensional in situ se dispone de una metodología de trabajo descrita por Haimson & Cornet (2003), donde en primer lugar se presuriza un intervalo de un sondaje idealmente libre de fracturas (típicamente 1m) aislado mediante tacos de hule llamados “packers”. Luego, se bombea un fluido (normalmente agua), donde la inyección del fluido se realiza a tasa constante hasta iniciar una fractura en la roca o hasta que una fractura preexistente se abra. El bombeo se detiene, registrando una presión de quiebre (P_c) mientras el fluido va percolando por la roca, lo que conlleva a que la presión se relaje, registrando una presión de cierre (P_s), presión que es necesaria para mantener la fractura abierta. Posterior a esto, se procede a volver a bombear para estudiar la reapertura de las fracturas, obteniendo un registro de presión, caudal y tiempo. Una vez formada la grieta la propagación, esta continua siempre que la presión P_s sea mayor que el esfuerzo normal al plano de la fractura (σ_h).

En general, posterior al bombeo se procede a medir la orientación de las fracturas, ya sea por medio de un “impression Packer” o por métodos de registro geofísicos.

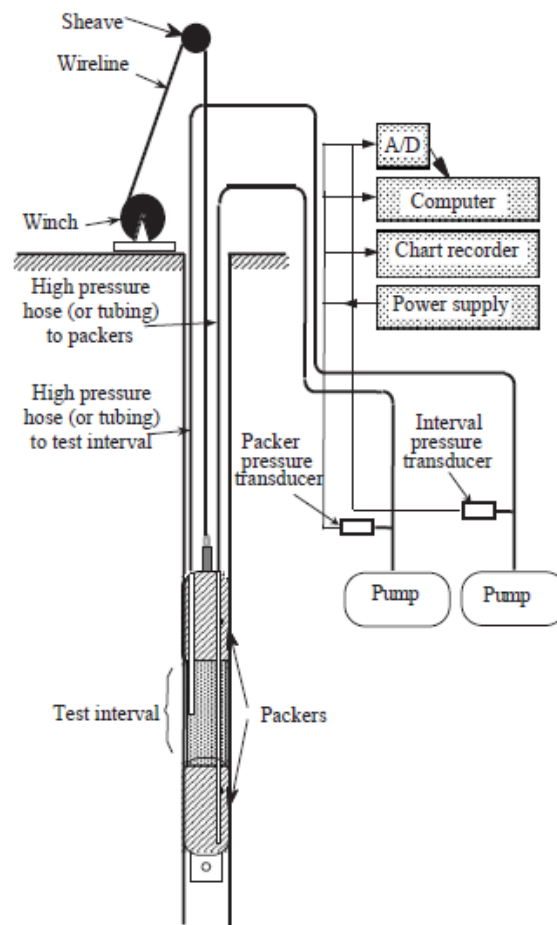


Figura 5: Esquema de configuración de equipos para realizar hidrofracturamiento (Haimson & Cornet, 2003).

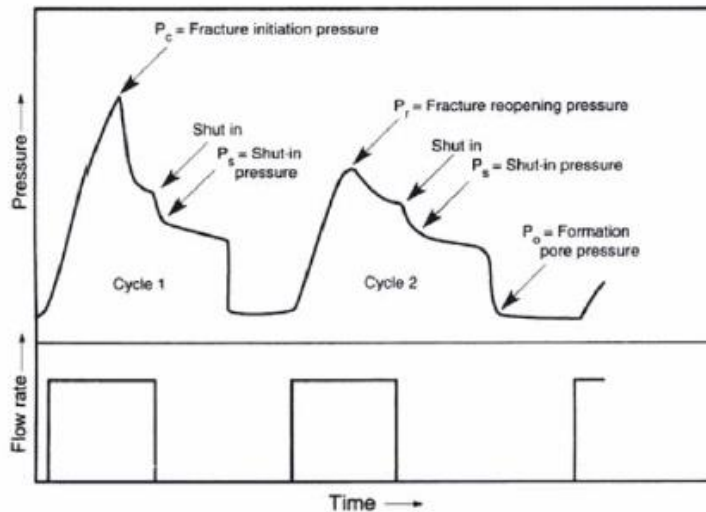


Figura 6: Esquema idealizado de presión de fractura en el proceso de hidrofRACTURAMIENTO. (Amadei & Stephansson, 1997)

Una vez realizado la metodología descrita, se procede a realizar la estimación de estado tensional, donde se considera que, de los dos esfuerzos principales horizontales, el menor está orientado de forma perpendicular al plano de la fractura y es equivalente a la presión de cierre (P_s). Por otra parte, se considera la presión de poros (P_o), y a partir de la teoría de la elasticidad y distribución de los esfuerzos para excavaciones, se tiene la siguiente condición:

$$\sigma_{\theta} = 3\sigma_h - \sigma_H - p - P_o$$

Ecuación 1: Esfuerzo tangencial al borde de la excavación

Donde,

$$\sigma_{\theta} = -\sigma_t$$

$$p = P_c$$

$$\sigma_h = P_s$$

Ecuación 2: Relaciones de esfuerzos con presiones obtenidas en proceso de hidrofRACTURAMIENTO.

Por lo cual, la Ecuación 1: se puede escribir como

$$\sigma_H = 3P_s + \sigma_t - P_c - P_o$$

Ecuación 3: Esfuerzo horizontal en función de presiones obtenidas en proceso de hidrofRACTURAMIENTO.

Si la presión en el sondaje disminuye y se aumenta a un valor mayor a P_s , la fractura se cerrará y volverá a abrirse, registrando una presión de reapertura (P_r), la cual se relaciona de la siguiente forma

$$\sigma_t = P_c - P_r$$

Ecuación 4: Esfuerzo de tracción en función de la presión de quiebre (P_c) y la presión de reapertura (P_r .)

La metodología descrita por Haimson & Cornet (2003) considera algunos supuestos y limitaciones para el fracturamiento hidráulico (FH) en terreno, que se detallan a continuación

- No existe una profundidad teórica que limite el método, siempre y cuando el sondaje llegue y la roca se comporte de manera frágil
- El eje del sondaje debe ser paralelo a uno de los esfuerzos principales, el cual debe estar contenido en el plano de fractura.
- Se asume que la orientación de la fractura persiste al alejarse de la pared del sondaje.
- Se asume roca homogénea, elástica e isotrópica, y se requiere de estimaciones de la presión de poros y de la resistencia a la tracción de la roca.
- Se tiene dificultad en lograr identificar 1m de longitud en el sondaje sin fracturas. Del mismo modo, se tiene dificultad en medir las presiones de agua de manera precisa, e identificar las presiones de quiebre y cierre.

Si la estimación de esfuerzos en terreno considera un fracturamiento hidráulico con fracturas pre-existentes (HTPF), se tienen las siguientes limitaciones y supuestos a considerar:

- No existe una profundidad teórica que limite el método, siempre y cuando el sondaje llegue y la roca se comporte de manera frágil
- Se asume que la orientación de la fractura persiste al alejarse de la pared del sondaje.
- Se requiere un mínimo teórico de 6 ensayos para estimar las 6 componentes del tensor de esfuerzos. Al determinar los esfuerzos normales que actúan a lo largo de varias fracturas no paralelas y al conocer las orientaciones, se puede plantear un sistema de ecuaciones que determine las 6 componentes ya mencionadas, sin la necesidad de realizar algún supuesto con respecto a la orientación de los esfuerzos principales y el comportamiento del macizo rocoso.
- Es válido para cualquier orientación del sondaje, es independiente de la presión del fluido y no requiere determinar propiedades de la roca, asumiendo una roca homogénea.

2.2.2. Uso de hidrofracturamiento en pre-acondicionamiento

El uso de hidrofracturamiento (HF) en minería de hundimiento tiene registro de utilización principalmente en divisiones de CODELCO. Se pueden destacar el uso de hidrofracturamiento en la División El Salvador (Molina et al., 2008), División El Teniente (Araneda et al, 2007) y División Chuquicamata en el proyecto Chuquicamata Subterránea (Mühlenbrock et al., 2020).

En el caso de la División El Salvador, se incorporó pre-acondicionamiento en el año 2001 con el objetivo de validar el método en la División. Los principales resultados obtenidos tienen relación con la reducción de la fragmentación (P_{80}), reducción en el uso de reducción secundaria y reduciendo el daño en los marcos de los puntos de extracción (Molina et al., 2008).

Para el caso de la División El Teniente, el uso de hidrofracturamiento inició en el año 2004 con el objetivo de validarlo en condiciones de altos esfuerzos, roca dura y alto riesgo sísmico. El primer estudio es realizado en el sector Diablo Regimiento, donde los principales resultados tienen relación con la disminución del riesgo sísmico, al reducir la ocurrencia de eventos de magnitudes relevantes, además se redujo el tiempo de conexión del Caving (Molina et al., 2008).

En la actualidad, el hidrofracturamiento es utilizado en los proyectos Nuevo Nivel Mina y en el proyecto Chuquicamata Subterránea, donde es utilizado mediante tiros ascendentes en el nivel de hundimiento y también a través de tiros descendentes para niveles inferiores al nivel de producción. Cabe destacar que, a partir de estudios realizados en la División, el hidrofracturamiento ha mostrado un mejoramiento en la fragmentación del mineral obtenido desde los puntos de extracción (Brzovic et al. 2016), disminuyendo la frecuencia de colgaduras y sobre tamaños del mineral. Esto trae como consecuencia una reducción de la reducción secundaria, lo que implica una mayor disponibilidad de puntos de extracción.

Por otra parte, el uso de HF evita la formación de macrobloques que generen cargas puntuales sobre los pilares del nivel de producción, con el riesgo de ocasionar colapsos (Codelco, 2010). Además, permite la liberación gradual de energía acumulada a través de las fracturas inducidas previamente al macizo rocoso, lo que conlleva a la disminución de la magnitud de los eventos esperados (Cerrutti C., 2009). De esta forma, se pueden modificar las restricciones geomecánicas de extensión y forma del frente de extracción debido a la atenuación del efecto de abutment stress, y favorecer la constructibilidad (Codelco, 2010).

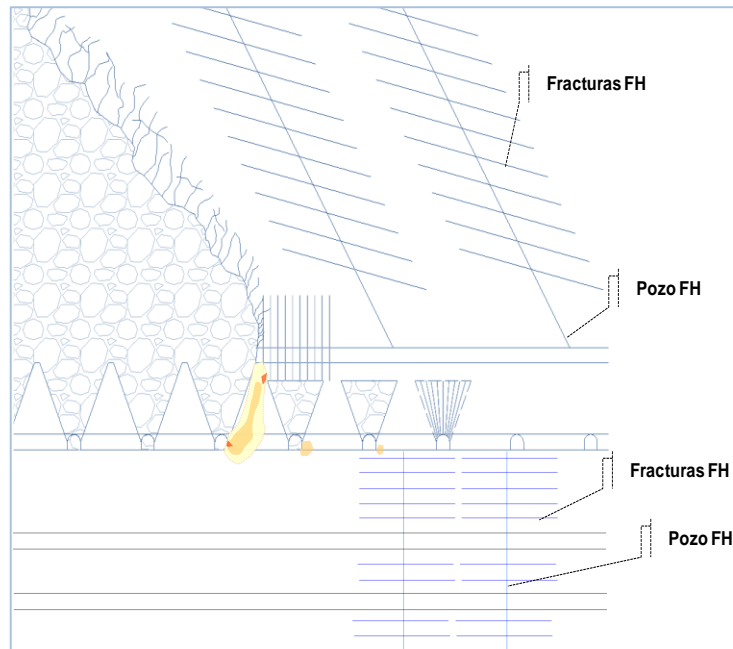


Figura 7: Esquema conceptual de utilización de hidrofracturamiento ascendente y descendente en minería bajo método de Panel Caving Convencional. (Pardo et al. 2016)

2.3. PyFrac

Para iniciar el presente estudio de hidrofracturamiento y las variables que modifican su propagación, se utiliza un simulador de código abierto llamado “*PyFrac*”. El código está basado en el algoritmo de conjunto de niveles implícitos desarrollado originalmente por Pierce & Detournay (2008). En general, el simulador “*PyFrac*” combina la solución asintótica cercana a la punta de una fractura hidráulica en constante movimiento con una discretización finita de la fractura que considera una solución asintótica de hidrofracturamiento cercana a la punta, con lo cual se evita la resolución numérica de la estructura multiescala de la solución cercana de la punta, obteniendo soluciones altamente precisas incluso en mallas relativamente grandes, en comparación a otros algoritmos (Zia & Lecampion, 2020).

En general, el modelo simula una fractura donde el simulador incluye:

- Capacidad de hacer avanzar el frente de fractura de manera implícita, explícita o de forma predictiva – correctora.
- Posibilidad de tener en cuenta una anisotropía de la tenacidad y elasticidad de la fractura.
- Capacidad de manejar el cierre de la fractura después del final de bombeo.

De esta forma, PyFrac resuelve las ecuaciones de un problema de fractura hidráulica elástica lineal para una fractura en un espacio tridimensional, donde se tienen los siguientes supuestos. A continuación revisaremos los principales aspectos del simulador, basado en el trabajo desarrollado por Zia & Lecampion (2020).

2.3.1. Deformación Elástica

PyFrac asume una fractura pura de modo I, donde se relaciona la discontinuidad del desplazamiento a través de la fractura y la tracción aplicada en un sólido con extensión infinita. De esta forma, el movimiento se reduce a una ecuación integral que relaciona el ancho de fractura $w(t)$ y el componente normal del vector de fractura (Crouch et al. 1983; Hills et al. 2013), que queda expresada de la siguiente forma

$$T(x, y, t) - \sigma_0(x, y) = -\frac{E'}{8\pi} \int_{A(t)} \frac{w(x', y', t) dA(x', y')}{[(x' - x)^2 + (y' - y)^2]^{3/2}}$$

Ecuación 5: Estado tensional en función del ancho de fractura y componente normal del vector de fractura

Donde:

$T(x, y, t)$: Corresponde a la tracción normal aplicada

$\sigma_0(x, y)$: Corresponde al esfuerzo de compresión normal in situ

E' : Corresponde al módulo de deformación plana, el cual se define como
 $E' = E/(1 - \nu^2)$

Si se relaciona la Ecuación 5 con la presión de fractura y presión de fluido, puede quedar definida de la siguiente forma

$$p = -\frac{E'}{8\pi} \int_{A(t)} \frac{w(x', y', t) dA(x', y')}{[(x' - x)^2 + (y' - y)^2]^{3/2}}$$

Ecuación 6: Presión de fractura en función del ancho de fractura y componente normal del vector de fractura.

$$p = p_f - \sigma_0$$

Ecuación 7: Presión de fractura en función de presión del fluido y esfuerzo normal.

Donde p corresponde a la presión de fractura y p_f corresponde a la presión de fluido. Además, se tienen las siguientes condiciones de contacto:

$$(w - w_a) \geq 0$$

$$(T - p_f)(w - w_a) = 0$$

Ecuación 8: Condiciones de borde para el ancho de fractura y la tracción.

Donde w_a corresponde a una apertura residual posterior a la creación y cierre de la fractura, la cual está relacionada con la rugosidad de la fractura creada, y es considerada como el mínimo entre la máxima apertura encontrada y la rugosidad de la fractura.

Lo anterior significa que, si la fractura se abre en una ubicación determinada, la tracción normal $T(x,y,t)$ en determinado punto es igual a la presión de fluido $p_f(x,y,t)$ en ese punto.

2.3.2. Flujo del fluido

En el caso del flujo de fluido dentro de la fractura, el flujo simulado se comporta bajo la aproximación de lubricación (Batchelor, 1967). Por otra parte, la conservación de masa del ancho promedio para un líquido compresible (Lecampion et al. 2017) al ser promediada con el ancho de fractura se reduce a un equilibrio de volumen que queda definido de la siguiente forma,

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \nabla \cdot q = Q_0(x, y) \delta(x, y)$$

Ecuación 9: Equilibrio de volumen para flujo del fluido

Donde,

- w : Corresponde al ancho de la fractura
- q : Corresponde al flujo del fluido
- $Q_0(x,y)$: Corresponde a una inyección puntual de tasa constante Q_0 ubicada en el origen
- $\delta(x,y)$: Corresponde a la función delta de Dirac

Si se asume una condición de flujo laminar, el ancho promedio del balance señalado se reduce a la ley de Poiseuille

$$q = -\frac{w^3}{\mu'} \nabla p_f$$

Ecuación 10: Ley de Poiseuille para flujo laminar.

Donde

- μ' : Corresponde a 12 veces la viscosidad μ
- ∇p_f : Corresponde al gradiente de presión del fluido

De esta forma, reemplazando la ecuación de Poiseuille en la ecuación de continuidad, se tiene que la simulación utiliza la llamada ecuación de Reynolds que se describe a continuación

$$\frac{\partial w}{\partial t} = -\frac{1}{\mu'} \nabla \cdot \left(\frac{w^3}{\mu'} \nabla p_f \right) + Q_0(x, y) \delta(x, y)$$

Ecuación 11: Ecuación de Reynolds en base a los parámetros de la simulación.

2.3.3. Condiciones de borde

Respecto a las condiciones de borde que considera la simulación, se tiene que PyFrac asume que el fluido y el frente de fractura coinciden, condición que se da en los casos donde el esfuerzo de compresión normal a la fractura es suficientemente grande (Garagash & Detournay,2000). Condición de esfuerzo que se tiene actualmente en minería subterránea de gran profundidad y condición típica en la aplicación de hidrofracturamiento.

Así, las condiciones del contorno de la fractura se reducen a lo siguiente:

$$w(x_c, t) = 0, \quad q(x_c, t) \cdot n(x_c, t) = 0, \quad x_c \in C(t)$$

Ecuación 12: Condiciones de borde del contorno de la fractura.

$C(t)$: Corresponde al frente de fractura en un tiempo t
 $n(x_c, t)$: Corresponde a la componente normal

Otra condición importante tiene relación con la tenacidad de la roca, variable que es una de las condicionantes de la geometría de la simulación. Dado que se asume que la fractura se propaga en equilibrio cuasi-estático, se asume que el factor de intensidad de tensión K_I es menor o igual a la tenacidad de la fractura (K_c) de la roca.

$$(K_I(x_c, t) - K_c) \leq 0, \quad x_c \in C(t)$$

Ecuación 13: Condiciones de borde para la tenacidad.

2.3.4. Anisotropía en función de la tenacidad de la roca

El simulador considera anisotropía en la propagación del hidrofracturamiento a través de los ejes, donde la anisotropía es controlada por la tenacidad de la roca (K_c), la cual se define de la siguiente forma

2.3.4.1. Tenacidad (K_c)

La tenacidad es una medida de la capacidad de una materia para absorber o acumular energía hasta la fractura. También se puede definir como la resistencia que opone un material a ser fracturado.

La tenacidad puede ser medida mediante ensayos de tracción, donde se define de la siguiente forma:

$$K = \int_0^{\varepsilon_R} \sigma(\varepsilon) d\varepsilon$$

Ecuación 14: Fórmula de tenacidad.

Donde,

- K : Corresponde a la tenacidad a la fractura
- σ : Corresponde a la tensión máxima del material
- ε : Corresponde a la deformación máxima del material
- ε_R : Corresponde a la deformación de rotura del material

De esta forma, el simulador considera una tenacidad en función del eje de propagación y el ángulo de la dirección, la cual se muestra a continuación:

$$K_c(\alpha) = K_{c,1} + (K_{c,3} - K_{c,1}) f(\alpha)$$

Ecuación 15: Tenacidad en función del ángulo de propagación.

Donde,

- $K_{c,i}$: Corresponde a la tenacidad a la fractura en el eje de propagación i
- $f(\alpha)$: Corresponde a una función del ángulo de la dirección de propagación

De este modo, se tiene una función que estima la tenacidad de la roca (K_c) que posee valores entre 0 y 1, con el objetivo de obtener un valor lineal a partir de la combinación de los valores definidos para cada eje. De esta forma, se consideran las siguientes condiciones de borde para los extremos y condiciones que respeten la isotropía de la roca.

$$f(0) = 0, \quad f(\pi/2) = 1$$
$$f(\alpha) = f(\pi - \alpha) = f(\pi + \alpha) = f(-\alpha)$$

Ecuación 16: Condiciones de borde para la función del ángulo de propagación.

De acuerdo con la configuración del simulador, se tiene que $K_{c,3} > K_{c,1}$, donde se configura un radio de tenacidad que da origen a la anisotropía mencionada.

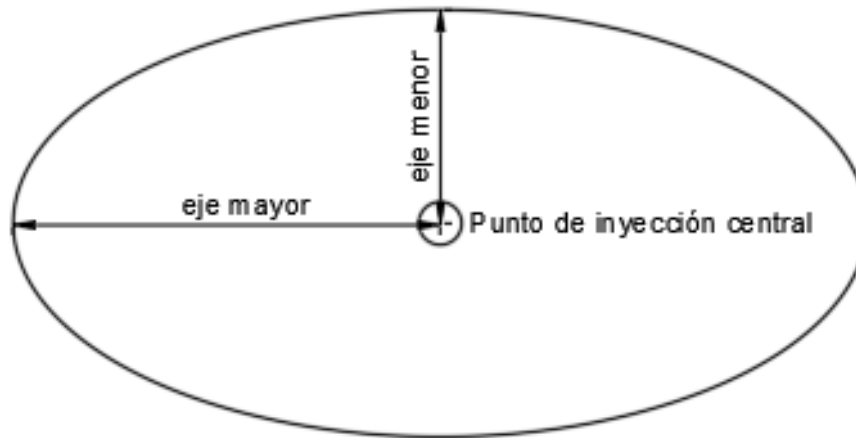


Figura 8: Vista en planta de anisotropía en la propagación del fluido

$$\text{Radio de tenacidad} = \frac{\text{Eje mayor de propagación de fractura}}{\text{Eje menor de propagación de fractura}} = \left(\frac{K_{c,3}}{K_{c,1}} \right)^2$$

Ecuación 17: Radio de tenacidad entre los ejes de propagación.

De esta forma, el simulador respeta la relación inicial de la tenacidad de la roca al propagar el hidrofracturamiento en la roca, lo cual se ve reflejado en la relación entre los ejes de propagación del fluido obtenidos en la etapa de resultados.

2.4. Solución Numérica de PyFrac.

Para la implementación del código se utiliza el algoritmo de conjunto de niveles implícitos según es explicado por Zia & Lecampion (2020), donde se realizan los siguientes pasos:

- Discretización de la malla.
- Solucionador de elastohidrodinámica.
- Algoritmo de propagación de fracturas.
- Cierre de fractura.

Cada uno de los pasos se describen a continuación.

2.4.1. Discretización de la malla.

La simulación utiliza una discretización de una malla cartesiana fija con celdas rectangulares de tamaños Δx y Δy . De esta forma, el algoritmo utiliza una solución conocida en el tiempo (t_n) en la cual se ubica el frente de fractura, el ancho de fractura y la presión del fluido, donde dichas variables son evaluadas en el centro de cada celda.

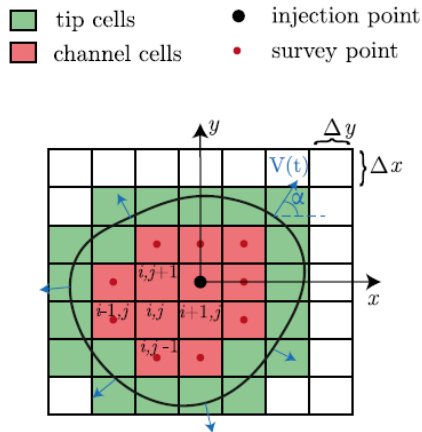


Figura 9: Esquema de discretización de malla con punto de inyección central.

2.4.2. Solucionador de elastohidrodinámica.

Una vez que la malla ha sido discretizada, el simulador procede a resolver las ecuaciones de elasticidad y de lubricación en un tiempo $t_n + \Delta t$ a través de un sistema no lineal de ecuaciones. Para efectos de la solución se asume un ancho de fractura fijo y conocido para el tiempo t_n y se evalúa el cambio de ancho, frente y presión en el nuevo tiempo a evaluar.

Es preciso recordar que el esquema de conjunto de niveles implícito considera una solución asintótica de la punta de una fractura hidráulica de propagación constante para localizar la posición del frente de propagación. Esta solución se lleva a cabo invirtiendo esta asíntota de la punta para obtener la distancia al frente desde los puntos conocidos dentro del frente de fractura, puntos donde se asume como conocido el ancho de fractura. Dentro de este simulador, se utilizan propiedades locales del material y el fluido descritos en el capítulo 2.3 obteniendo la nueva posición frontal local y la velocidad de propagación final a través de una forma iterativa que alcance una convergencia cuando las estimaciones del ancho u otras variables están por debajo de una tolerancia definida por el usuario, la cual es típicamente del orden de 10^{-6} . Debido a que las ecuaciones se resuelven a través de un sistema no lineal y al hecho de que el sistema anterior necesita ser resuelto para cada posición de prueba del frente de fractura, la etapa de convergencia es la parte más crítica del solucionador desde el punto de vista computacional.

2.4.3. Algoritmo de propagación de fracturas.

Una vez que el solucionador de la elastohidrodinámica del problema ha resuelto las ecuaciones de elasticidad y lubricación, se estima la distancia local más cercana al frente de fractura en base a una estimación del ancho de fractura en la celda justo detrás de las celdas de la punta del frente de fractura en combinación con la solución de punta de hidrofracturamiento. Una vez definida la distancia local más cercana, el nuevo frente de fractura de prueba se construye resolviendo la ecuación de Eikonal usando el Método de Marcha Rápida (Sethian 1996, 1999) donde se identifican las celdas que contienen la punta de la fractura y se genera un nuevo volumen de la simulación.

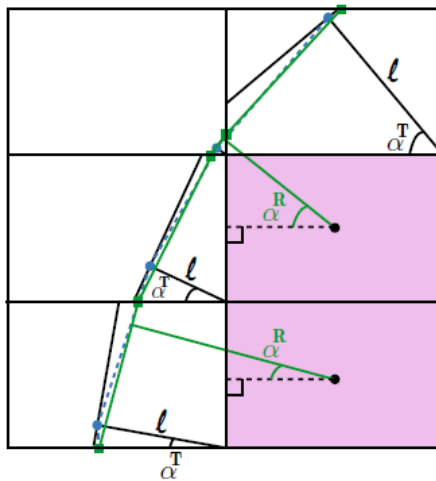


Figura 10: Esquema de identificación de celdas que contienen la punta de la fractura.

2.4.4. Cierre de fracturas.

Respecto al cierre de fractura, este cierre se modela únicamente a través de la condición de contacto de la malla, donde el algoritmo clasifica el frente de fractura como un frente en propagación o estancado, sin tener la posibilidad de que el frente de fractura no retroceda. De este modo, se asume que la fractura está cerrada cuando el ancho de la fractura es igual al ancho residual mínimo o cuando se tiene el caso de que la inyección del fluido se detiene.

A continuación, se presenta un diagrama de flujo que resume los pasos de la implementación del algoritmo de conjunto de niveles implícitos para obtener la solución al sistema no lineal en un paso de tiempo.

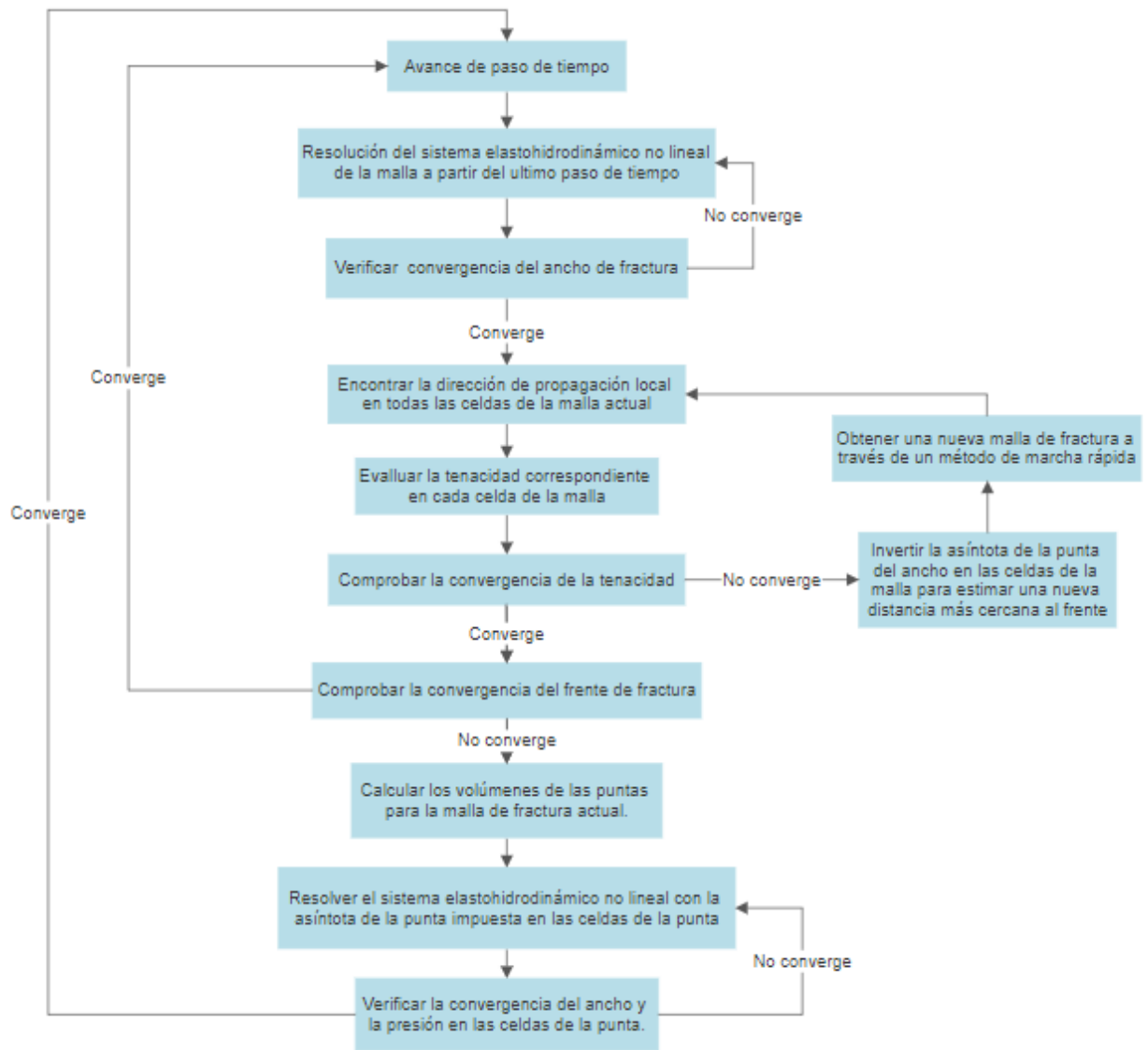


Figura 11: Diagrama de flujo de la implementación del algoritmo de conjunto de niveles implícitos para una simulación que presenta anisotropía.

3. Metodología

El presente estudio se puede resumir en 3 áreas principales (Figura 12). La primera tiene relación con la simulación de distintos casos preliminares con distintos parámetros de rocas obtenidos de la División El Teniente y División Chuquicamata con el objetivo de iniciar el estudio del simulador y dar cuenta del impacto que generan distintas configuraciones de parámetros de roca. La segunda parte tiene relación con escoger uno de los casos de estudios preliminares, y así, realizar un análisis de sensibilidad de las principales variables presentes, ya sea variables de roca, de fluido y de esfuerzos con el objetivo de visualizar la importancia de cada variable en la simulación. Finalmente, se realizan simulaciones con el objetivo de lograr interpretar datos de ensayos de hidrofracturamiento provenientes de DET a través del código estudiado y así poder validar la simulación con los datos experimentales a través del ajuste del módulo de tenacidad presente en el código.

A continuación, se presenta un mapa conceptual con la metodología utilizada en el estudio.

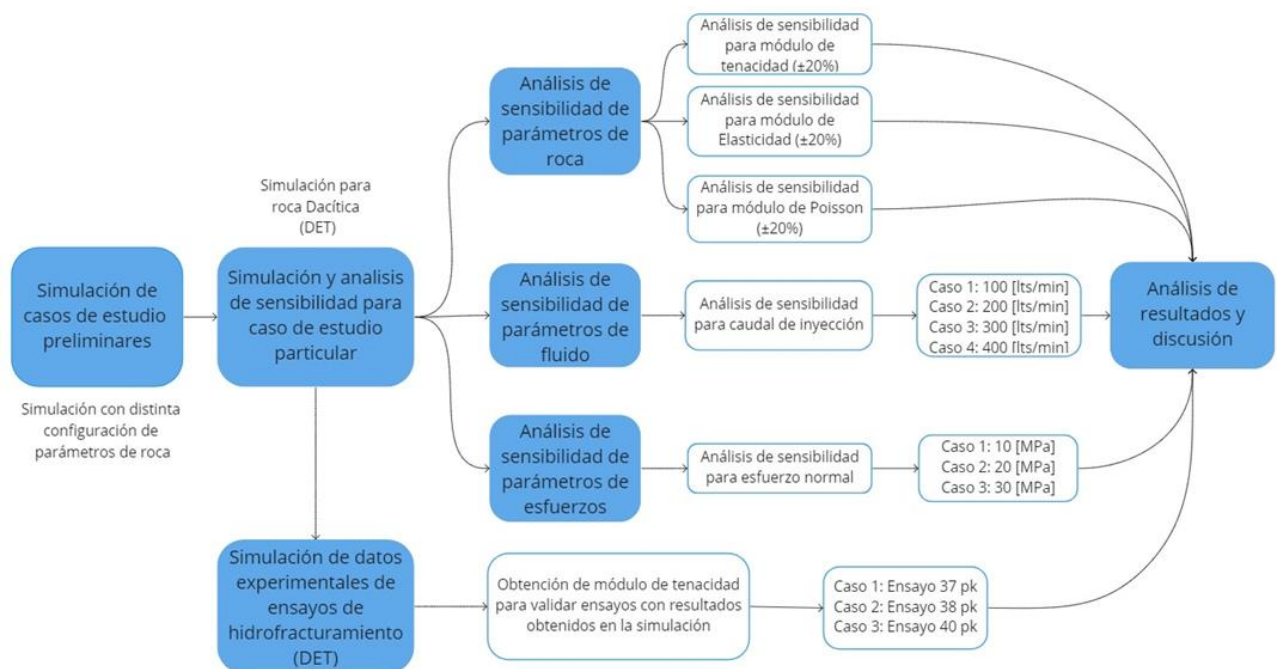


Figura 12: Mapa conceptual de metodología utilizada para el estudio.

Para iniciar el estudio, es necesario identificar las variables de la roca, del fluido y de la configuración de esfuerzos dentro del código que afectan el comportamiento del proceso de hidrofracturamiento. De esta forma, las variables que han sido seleccionadas para estudiar el proceso de hidrofracturamiento son las siguientes:

- Parámetros de roca:
 - Módulo de Tenacidad [K_c]
 - Módulo de Elasticidad [E]
 - Razón de Poisson [ν]

- Parámetros de fluido:
 - Caudal de Inyección [Q0]
 - Viscosidad
 - Densidad [ρ]
 - Geometría de fractura

- Parámetros de esfuerzos:
 - Esfuerzo normal [σ_n]

A continuación, se detallan los pasos utilizados para llevar a cabo el estudio.

3.1. Simulación preliminar de casos de estudio.

En primer lugar, se recopila información de parámetros de roca de 2 litologías provenientes de la división El Teniente y 2 litologías provenientes de la División Chuquicamata (Tabla 1). A partir de esta información, se utiliza como base el ejemplo llamado “*ellipse_Anisotropic_toughness*” (Zia et al. 2018). Hay que destacar que el ejemplo base es una simulación que se encuentra disponible en la librería de PyFrac.

De esta forma, se realiza una simulación para cada caso de estudio, modificando los parámetros de roca según la litología, asumiendo un tiempo de simulación igual a 500 [s], un caudal de inyección de 60 [lts/min] y manteniendo los valores originales de tenacidad y radio de tenacidad (Tabla 2).

Tabla 1: Configuración de parámetros de roca para casos de estudios preliminares.

	Roca	Origen Roca	Módulo de Elasticidad [GPa]	Razón de Poisson
Caso 1	Cuarzo igual Sericita	División Chuquicamata	20.06	0.210
Caso 2	Cuarzo mayor Sericita	División Chuquicamata	27.01	0.220
Caso 3	Pórfido Dacítico	División El Teniente	34.55	0.272
Caso 4	Roca Andesítica	División El Teniente	32.84	0.184

Tabla 2: Configuración inicial de parámetros de simulación.

Parámetros de simulación	Valor
Tiempo [s]	500
Caudal de inyección [lts/min]	60
Módulo de Tenacidad [MPa m ^{1/2}]	1
Radio de Tenacidad [-]	2

A partir de las simulaciones realizadas, se analizan las distintas configuraciones de los parámetros de roca y como estas impactan el módulo de deformación plana presente en la Ecuación 5. Posteriormente se procede a escoger un caso en particular y utilizarlo como caso base para así poder realizar un análisis de sensibilidad de las principales variables mencionadas anteriormente en una simulación que dure 1800 [s].

3.2. Parámetros de roca

3.2.1 Análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad.

Una vez definido el caso base a estudiar, se realiza una sensibilidad de $\pm 20\%$ al módulo de tenacidad con el objetivo de estudiar los resultados obtenidos de la simulación, obteniendo los siguientes casos de estudio:

Tabla 3: Configuración de tenacidad (K_c) para análisis de sensibilidad.

Caso	Módulo de Tenacidad
1	K_c
2	$1.2 * K_c$
3	$0.8 * K_c$

3.2.2. Análisis de sensibilidad de la razón de Poisson y Elasticidad.

Del mismo modo, se realiza una sensibilidad de $\pm 20\%$ a las variables del macizo rocoso como lo son la razón de Poisson y Módulo de Elasticidad, obteniendo los siguientes casos de estudio:

Tabla 4: Configuración de parámetros de roca para casos de estudio de análisis de sensibilidad.

Caso	Módulo de Young	Coef. Poisson
1	E	ν
2	E	$1.2 * \nu$
3	E	$0.8 * \nu$
4	$1.2 * E$	ν
5	$0.8 * E$	ν

De esta forma, se procede a simular los casos ya mencionados considerando datos de roca Dacítica de la mina El Teniente y un caudal de inyección fijo para posteriormente analizar los resultados de la propagación del fluido, el ancho de fractura y presión de fractura para caso simulado, y, así, evaluar el impacto que tiene cada variable en la simulación.

3.3. Parámetros de fluido

Del mismo modo que se realiza el análisis de los parámetros de roca, se procede a analizar distintas configuraciones de caudal con valores similares a los utilizados en la industria, y de esta forma, analizar cómo impacta el caudal en la propagación del fluido, ancho de fractura y la presión requerida para realizar la fractura.

A continuación, se presentan las configuraciones de caudal utilizadas.

Tabla 5: Configuración de caudal de inyección (Q_i) para análisis de sensibilidad de fluido

Configuración	Caudal de Inyección [lts/min]
1	100
2	200
3	300
4	400

3.4. Configuración de esfuerzos

El simulador PyFrac contiene una función llamada “*sigmaO_func*” la cual da cuenta del esfuerzo normal a la fractura a lo largo de la malla utilizada. De esta forma, se realizan 3 configuraciones de esfuerzo normal (σ_n) para analizar si esta variable es relevante en la simulación, ya sea modificando los resultados de propagación de la fractura, ancho de fractura y presión de fractura y fluido.

A continuación, se presentan las configuraciones de esfuerzos utilizados en las simulaciones

Tabla 6: Configuración de esfuerzos normal (σ_n) para análisis de sensibilidad de esfuerzos.

Configuración	(σ_n) [MPa]
1	10
2	20
3	30

3.5. Vinculación de datos simulados

A partir de los resultados obtenidos en las etapas anteriores, se propone comparar los datos simulados con datos obtenidos en ensayos de terreno de la División El Teniente (Reporte Interno, "Propuesta Desarrollo FH Plan Minería Profunda" (2021), Codelco). Una vez hecha la comparación, y en caso de existir diferencias significativas en los resultados obtenidos, se procede a ajustar el valor de la tenacidad, valor que en este estudio es utilizado como un valor referencial y no se cuenta con información de ensayos que entreguen un valor confiable.

A continuación, se presentan los datos entregados respecto a los ensayos en terreno

Tabla 7: Valores de principales parámetros de ensayo de hidrofracturamiento proveniente de División El Teniente.

ID Ensayo	Volumen inyección [m ³]	Tiempo inyección [min]	Presión de quiebre [MPa]	Presión de propagación [MPa]	Litología	σ_1 [MPa]	σ_2 [MPa]	σ_3 [MPa]
37 pk	10.1	30	44.8	31.3	CMET	42.72	36.71	22.68
38 pk	10.1	30	43.8	30.4	CMET	42.7	36.68	22.66
40 pk	10.1	30	46	31.6	CMET	42.69	36.63	22.6

4. Resultados

4.1. Casos de estudios simulados preliminarmente.

A modo de entender cómo funciona el simulador, se realizan 4 simulaciones mencionadas en el capítulo 3.1 *Simulación preliminar de casos de estudio*, obteniendo los siguientes resultados para el módulo de deformación plana, ancho de fractura y propagación de fluido en el tiempo.

Tabla 8: Resultados de módulo de deformación plana para los distintos parámetros de roca utilizados en simulación de casos preliminares.

	Tipo de roca	Módulo de Young E [GPa]	Razón de Poisson ν [-]	Módulo de Deformación Plana [GPa]
Caso 1	Cuarzo igual Sericita	20.06	0.210	20.99
Caso 2	Cuarzo mayor Sericita	27.01	0.220	28.38
Caso 3	Pórfido Dacítico	34.55	0.272	37.31
Caso 4	Roca Andesítica	32.84	0.184	33.99

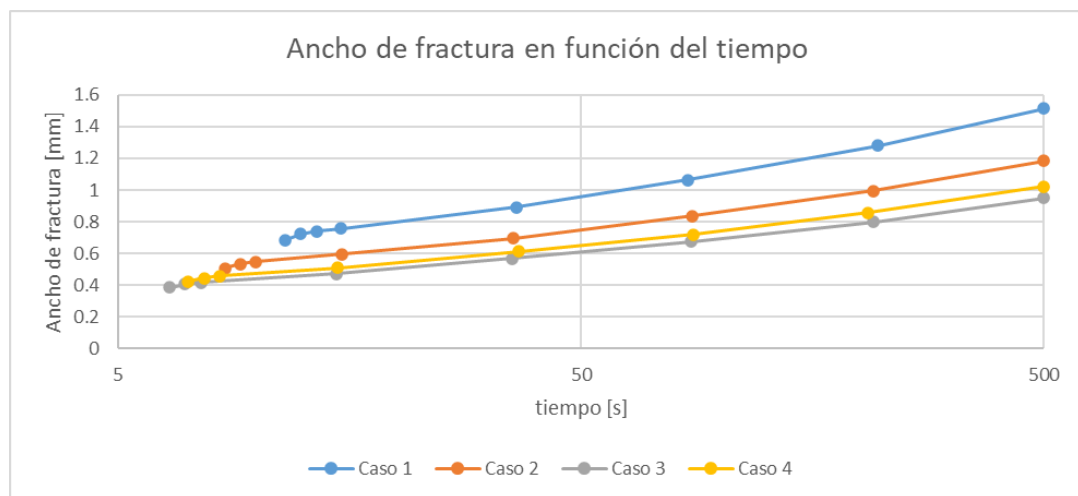


Figura 13: Ancho de fractura en función del tiempo para casos de estudio preliminares. (tiempo en escala logarítmica)

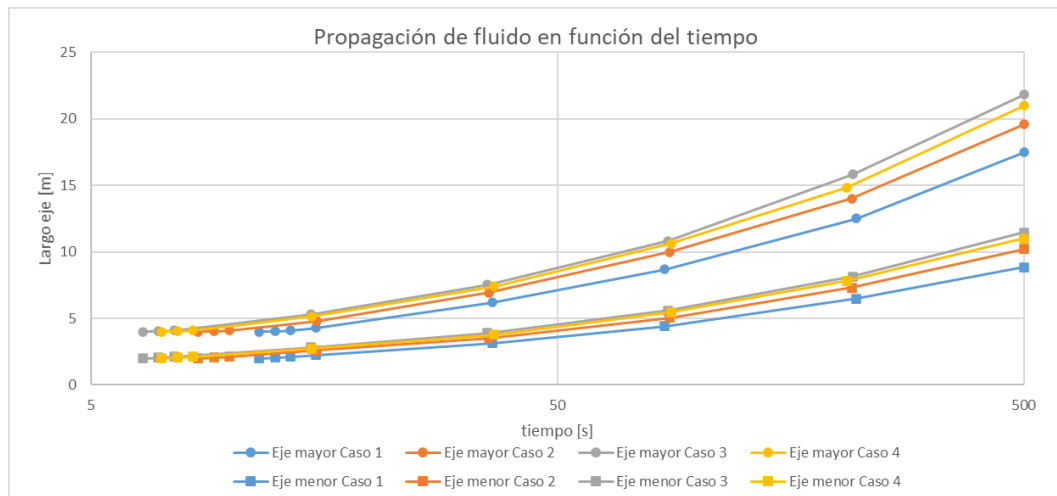


Figura 14: Propagación del fluido en función del tiempo para casos de estudio preliminares. (tiempo en escala logarítmica).

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para la presión de fractura y la presión de fluido para los casos de estudio preliminares.

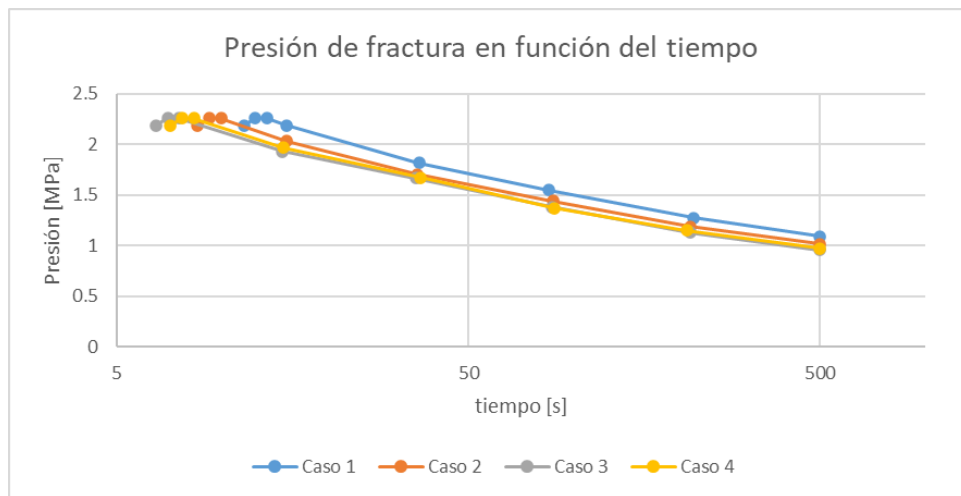


Figura 15: Presión de fractura en función del tiempo para casos de estudio preliminares. (tiempo en escala logarítmica)

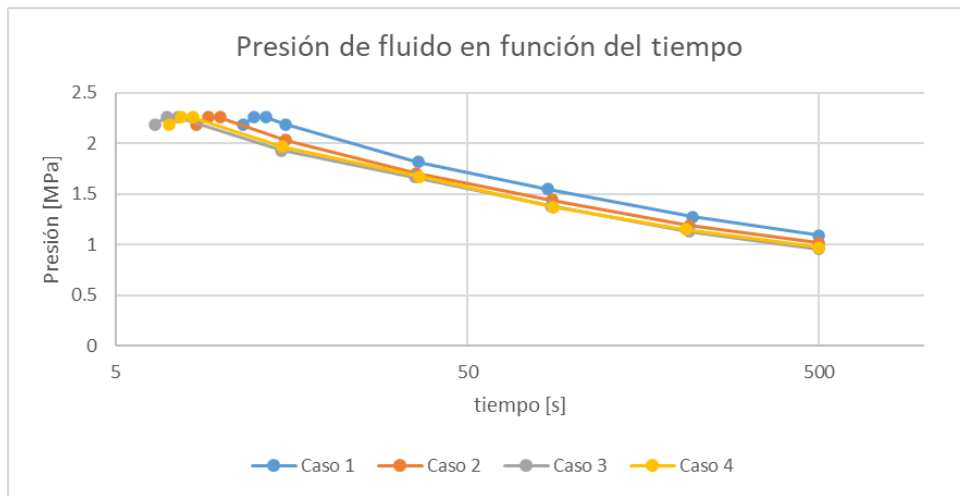


Figura 16: Presión de fluido en función del tiempo para casos de estudio preliminares. (tiempo en escala logarítmica)

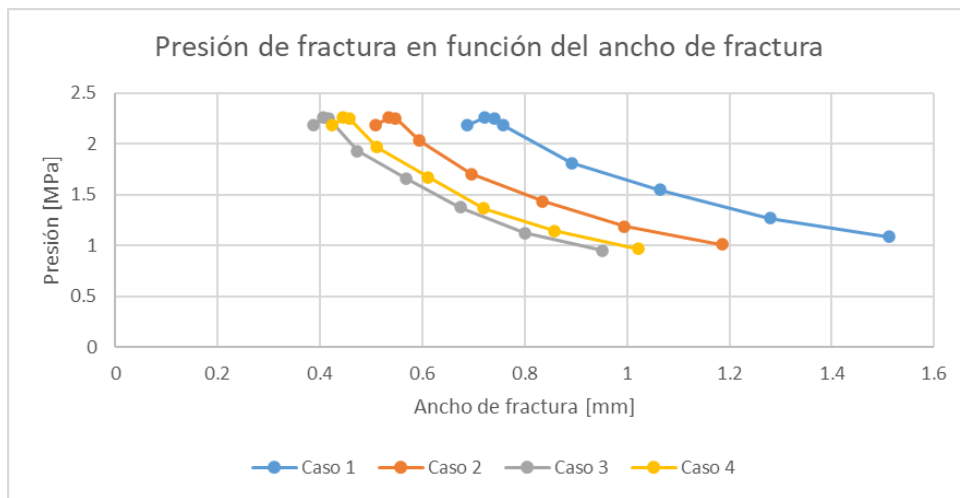


Figura 17: Presión de fractura en función del ancho de fractura.

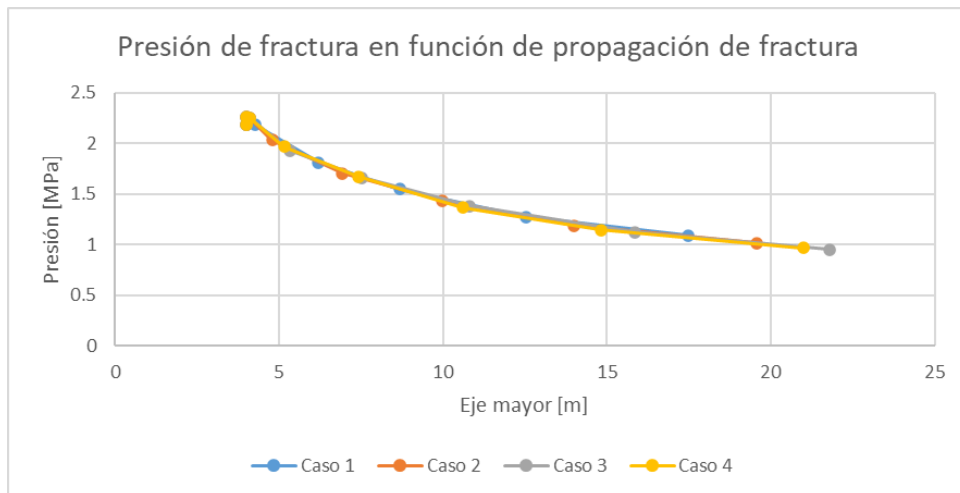


Figura 18: Presión de fractura en función de propagación de fractura.

4.2. Simulación de parámetros de roca

Respecto a la simulación de los parámetros de roca, los parámetros a analizar son el módulo de tenacidad, módulo de elasticidad y la razón de Poisson, obteniendo los siguientes resultados.

4.2.1. Simulación bajo distintas configuraciones del módulo de tenacidad.

A continuación, se muestran los gráficos obtenidos para el ancho de fractura y la propagación del fluido al realizar el análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad.

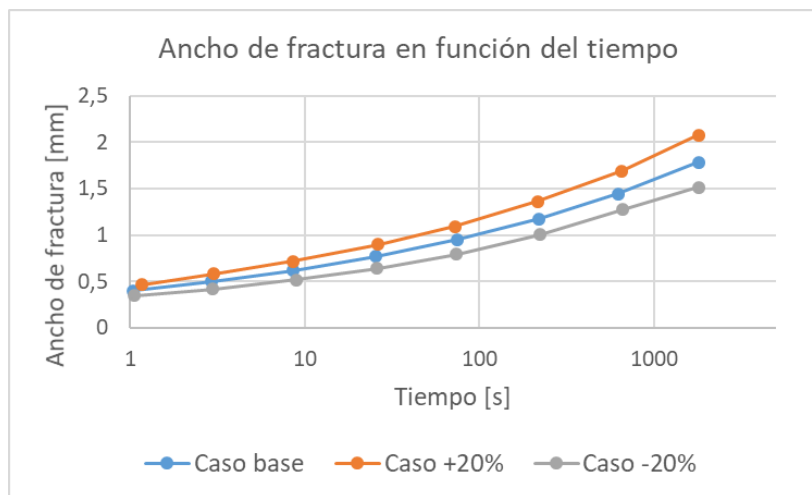


Figura 19: Ancho de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad. (tiempo en escala logarítmica)

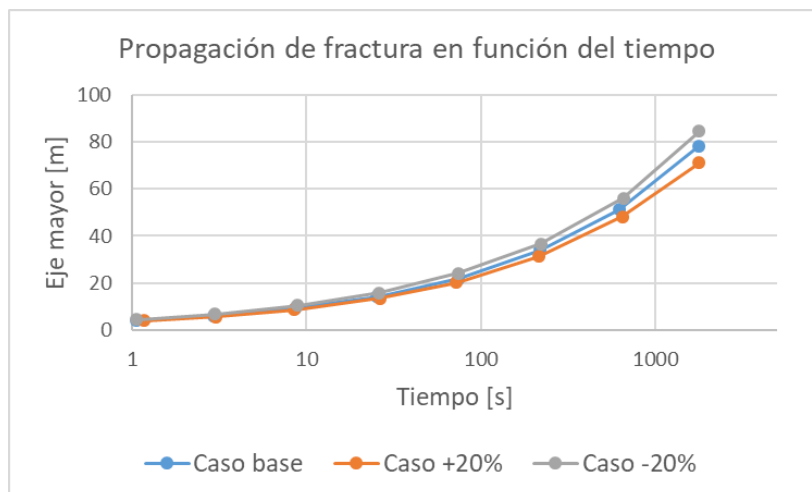


Figura 20: Propagación de fractura del eje mayor en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad. (tiempo en escala logarítmica)

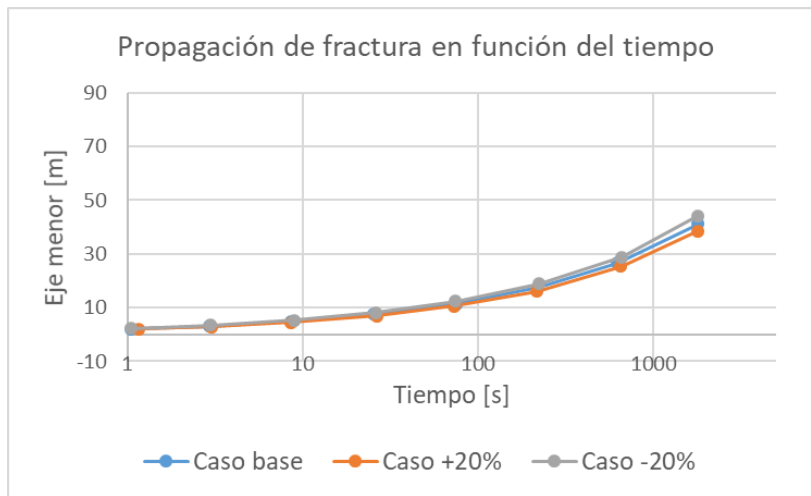


Figura 21: Propagación de fractura del eje menor en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad. (tiempo en escala logarítmica)

A continuación, se muestra la presión a través del tiempo y la relación con el ancho de fractura y la propagación del fluido.

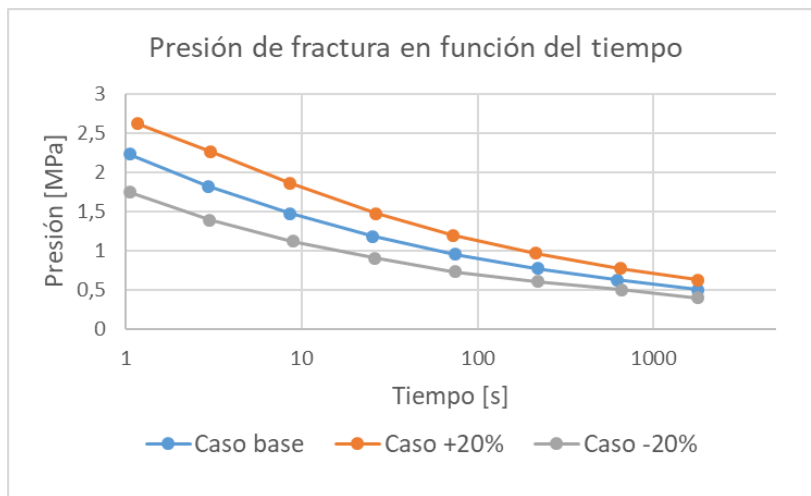


Figura 22: Presión de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad. (tiempo en escala logarítmica)

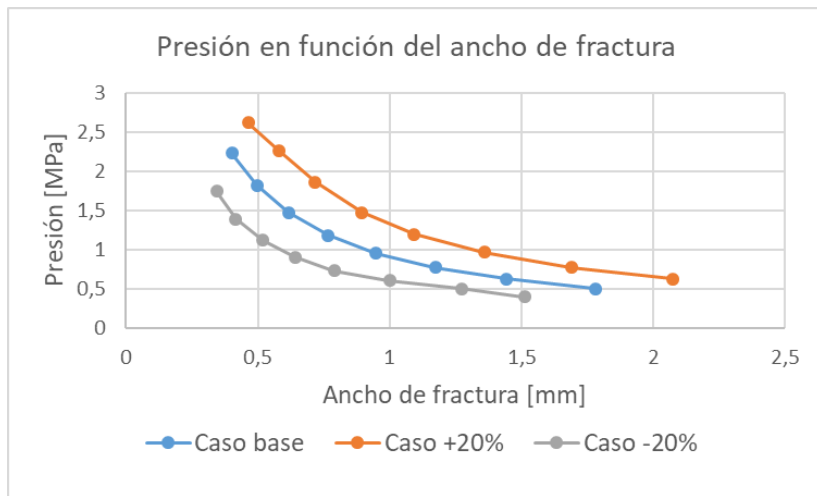


Figura 23: Presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad.

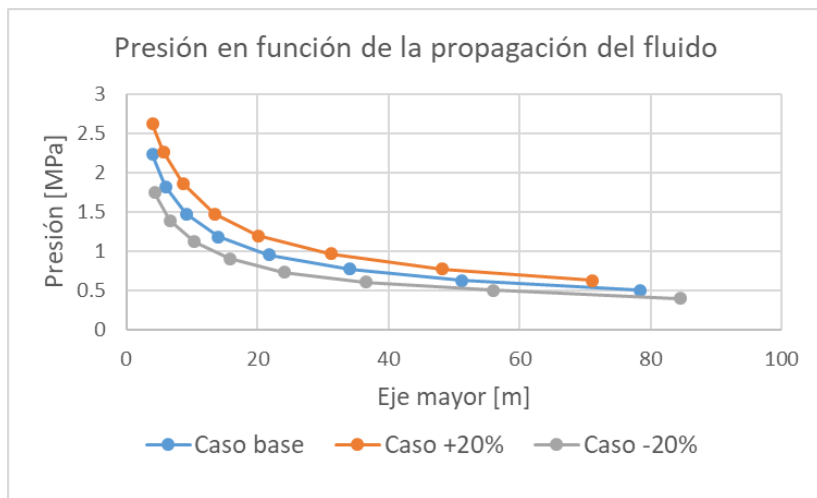


Figura 24: Presión de fractura en función del eje mayor de fractura para análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad.

4.2.2. Simulación bajo distintas configuraciones del módulo de elasticidad

A continuación, se muestran los gráficos obtenidos para el ancho de fractura y la propagación del fluido al realizar el análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad.

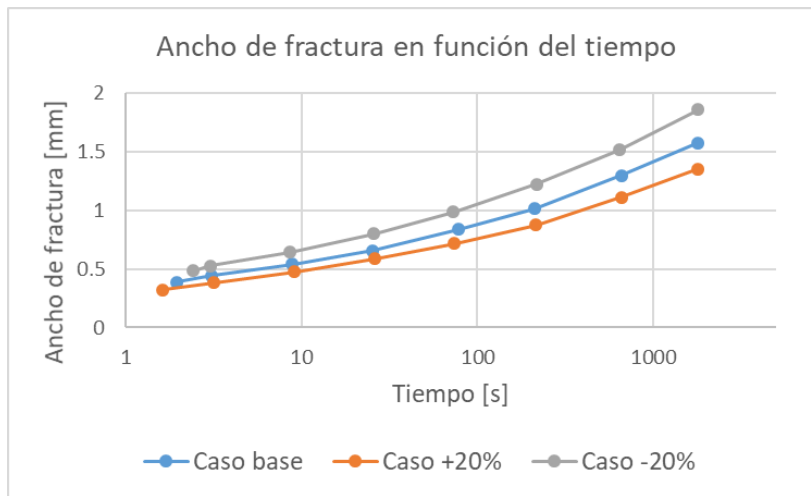


Figura 25: Ancho de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad. (tiempo en escala logarítmica)

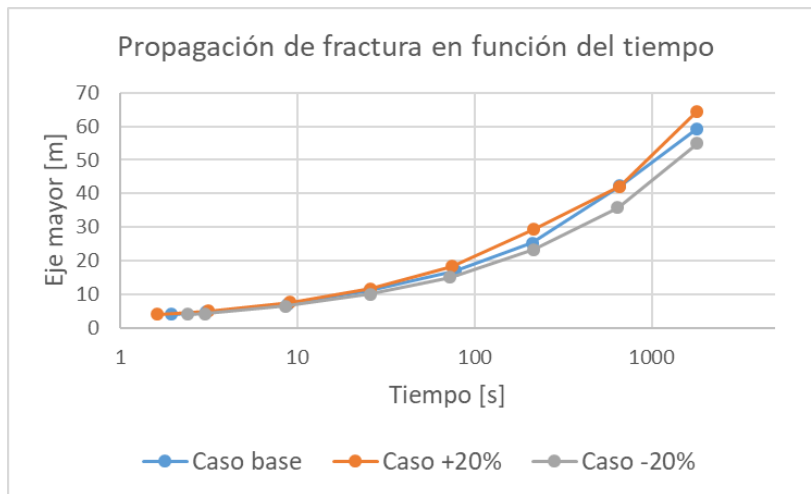


Figura 26: Propagación de fractura del eje mayor en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad. (tiempo en escala logarítmica)

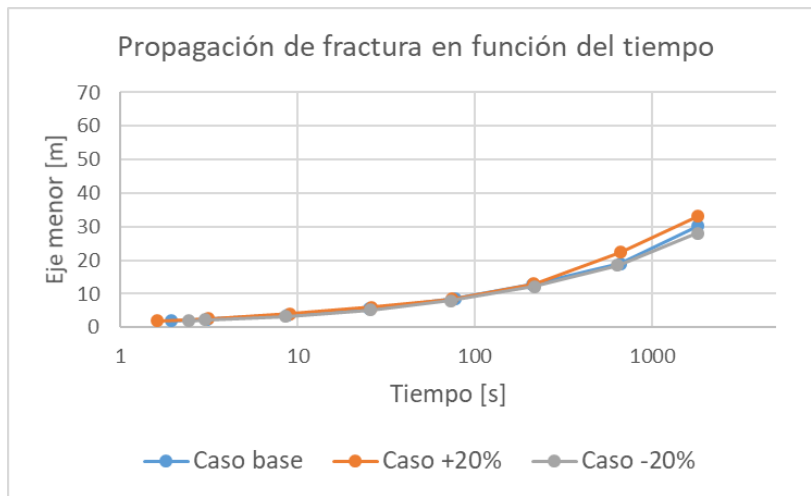


Figura 27: Propagación de fractura del eje menor en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad. (tiempo en escala logarítmica)

A continuación, se muestra la presión a través del tiempo y la relación con el ancho de fractura y la propagación del fluido.

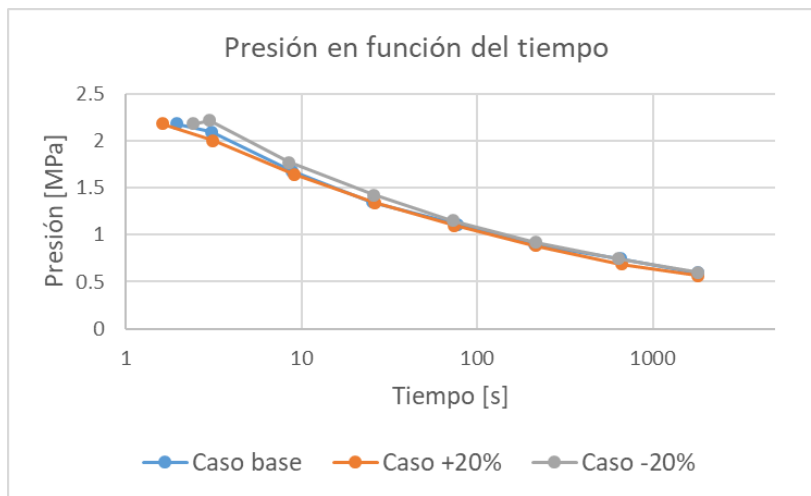


Figura 28: Presión de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad. (tiempo en escala logarítmica)

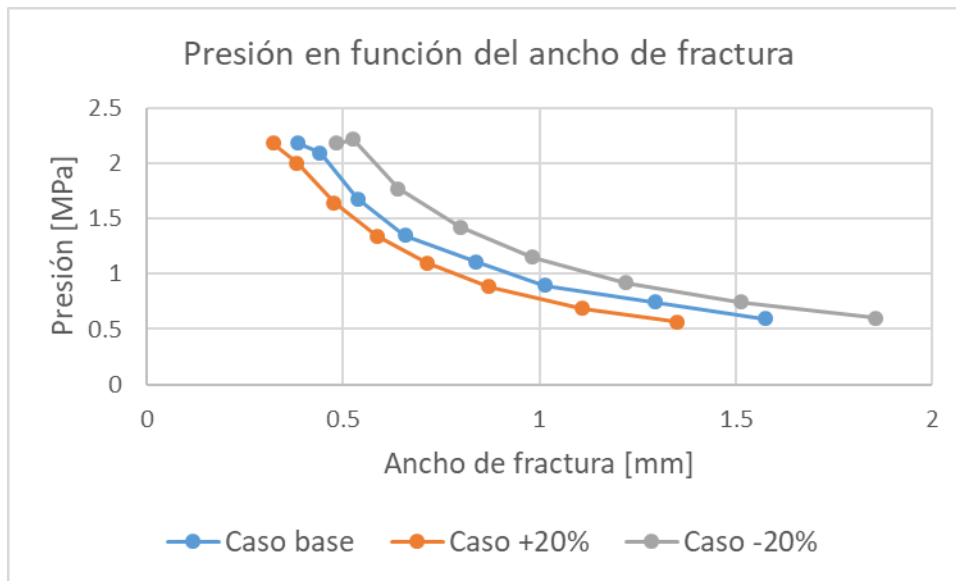


Figura 29: Presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad.

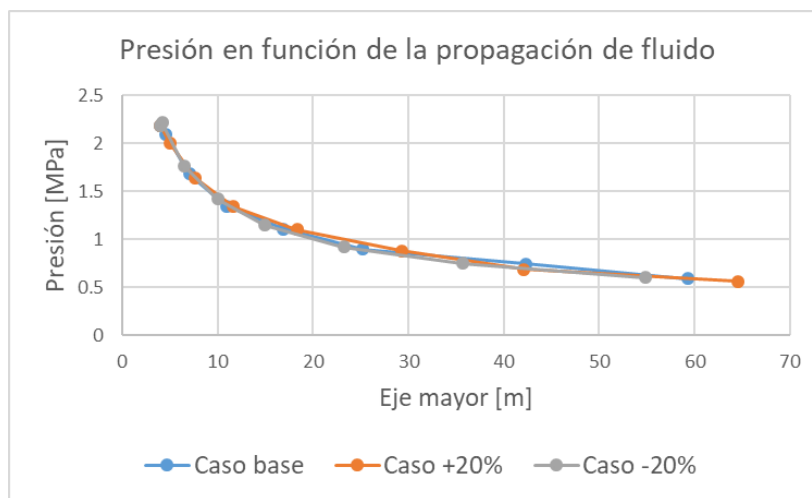


Figura 30: Presión de fractura en función del eje mayor de fractura para análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad.

4.2.3. Simulación bajo distintas configuraciones de razón de Poisson

4.2.3.1. Simulación bajo una variación de $\pm 20\%$ de la razón de Poisson.

A continuación, se muestran los gráficos obtenidos para el ancho de fractura y la propagación del fluido al realizar el análisis de sensibilidad de la razón de Poisson en un $\pm 20\%$.

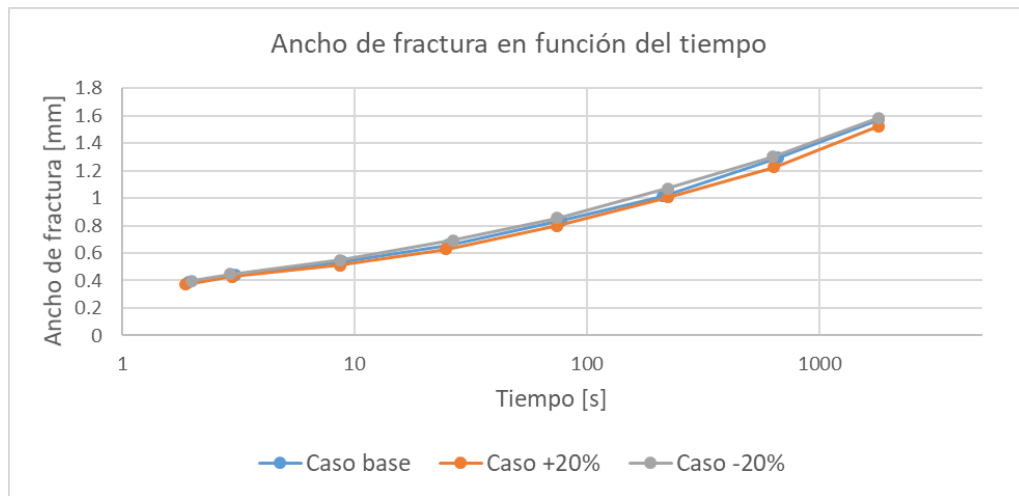


Figura 31: Ancho de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson. (tiempo en escala logarítmica)

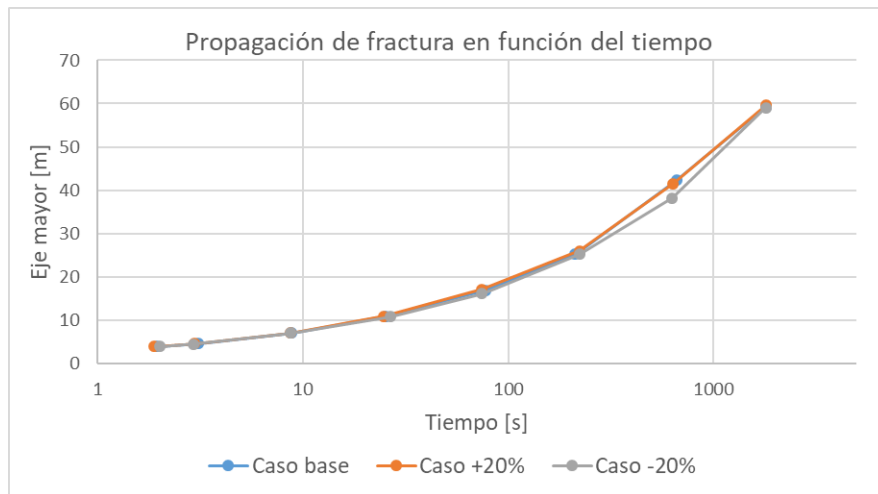


Figura 32: Propagación del eje mayor de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson. (tiempo en escala logarítmica)

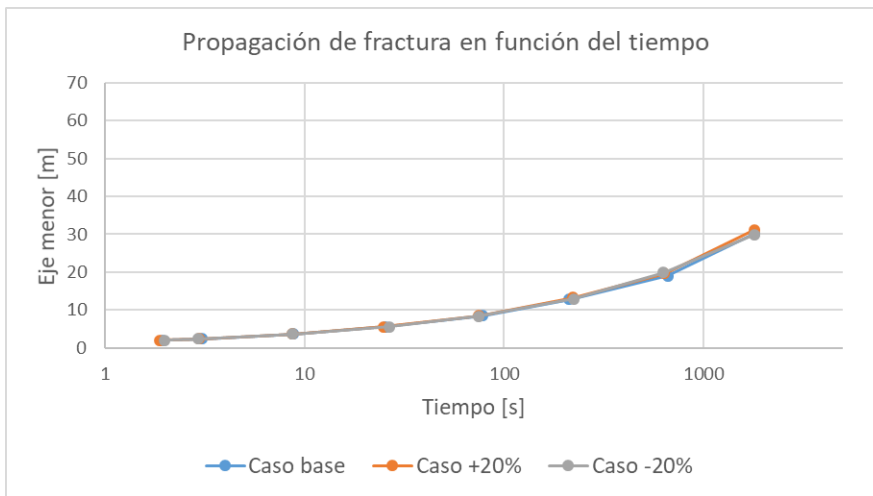


Figura 33: Propagación del eje menor de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson. (tiempo en escala logarítmica)

A continuación, se muestra la presión en el tiempo y la relación con el ancho de fractura y la propagación del fluido

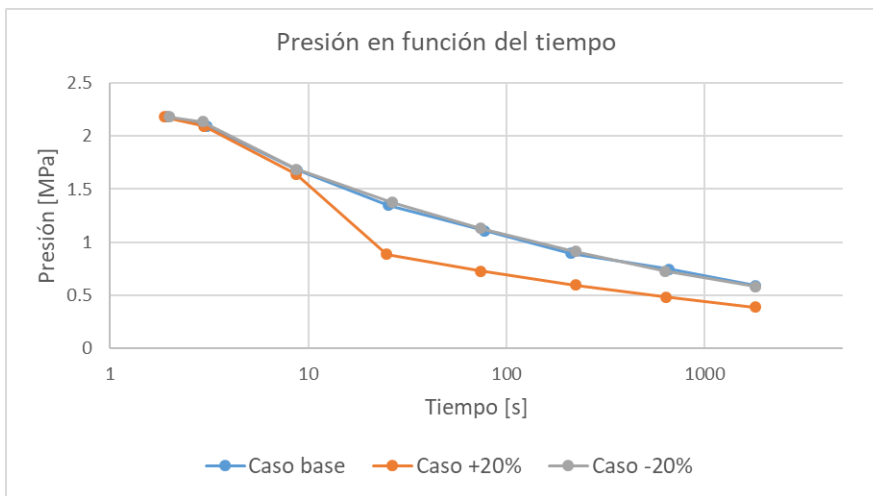


Figura 34: Presión de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson. (tiempo en escala logarítmica)

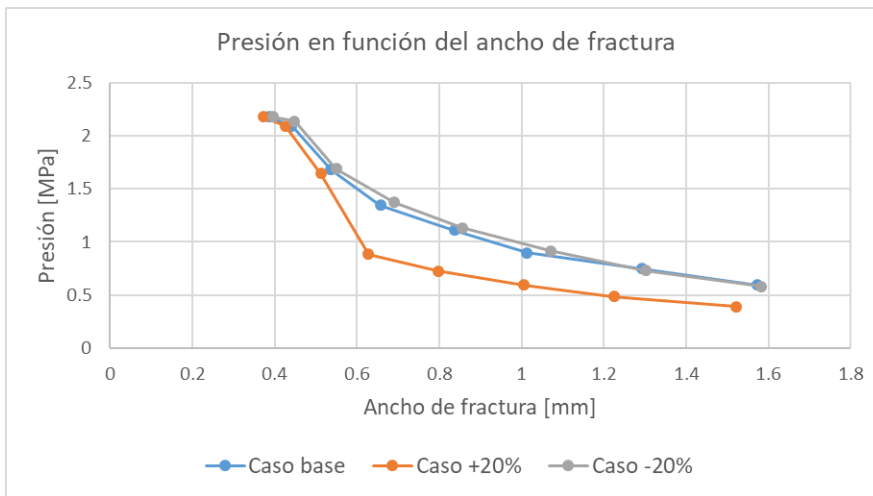


Figura 35: Presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson.

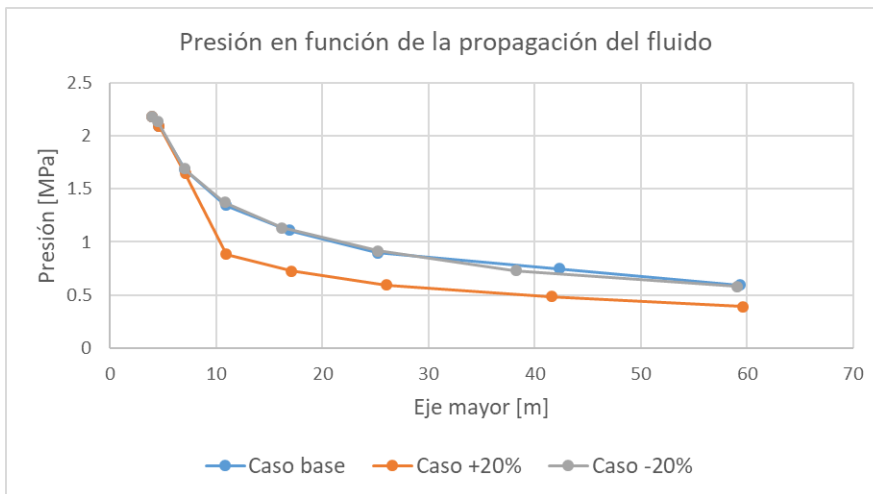


Figura 36: Presión de fractura en función del eje mayor de propagación de fractura para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson.

4.2.3.2. Simulación bajo una variación de $\pm 10\%$ de la razón de Poisson.

A continuación, se muestran los gráficos obtenidos para el ancho de fractura y la propagación del fluido al realizar el análisis de sensibilidad de la razón de Poisson en un $\pm 10\%$.

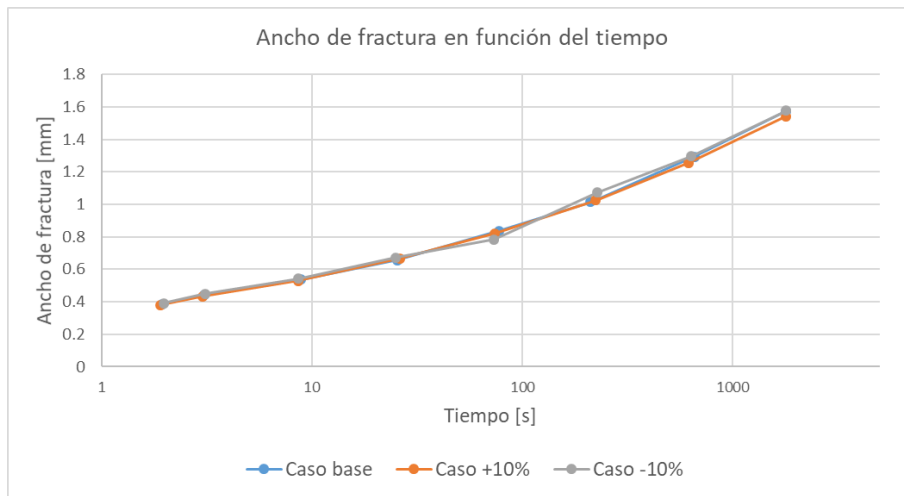


Figura 37: Ancho de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson con una variación de $\pm 10\%$. (tiempo en escala logarítmica)

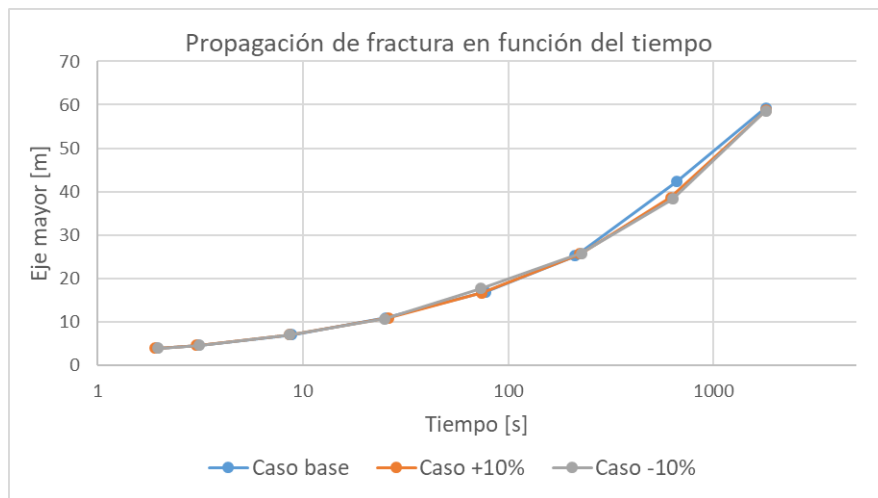


Figura 38: Propagación del eje mayor de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson con una variación de $\pm 10\%$. (tiempo en escala logarítmica)

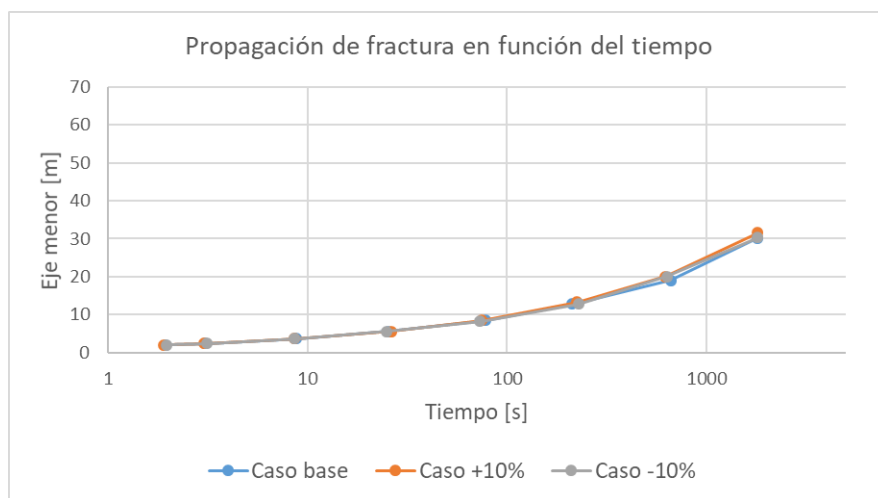


Figura 39: Propagación del eje menor de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson con una variación de $\pm 10\%$. (tiempo en escala logarítmica)

A continuación, se muestra la presión en el tiempo y la relación con el ancho de fractura y la propagación del fluido

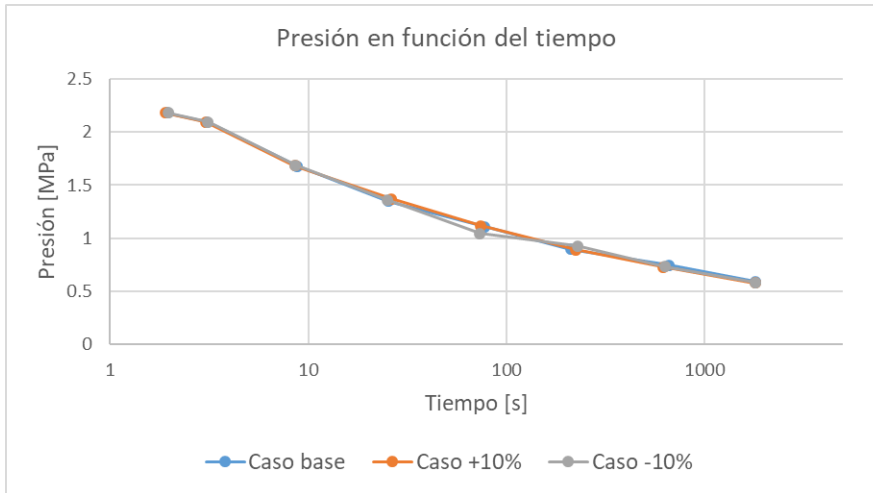


Figura 40: Presión de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson con una variación de $\pm 10\%$. (tiempo en escala logarítmica)

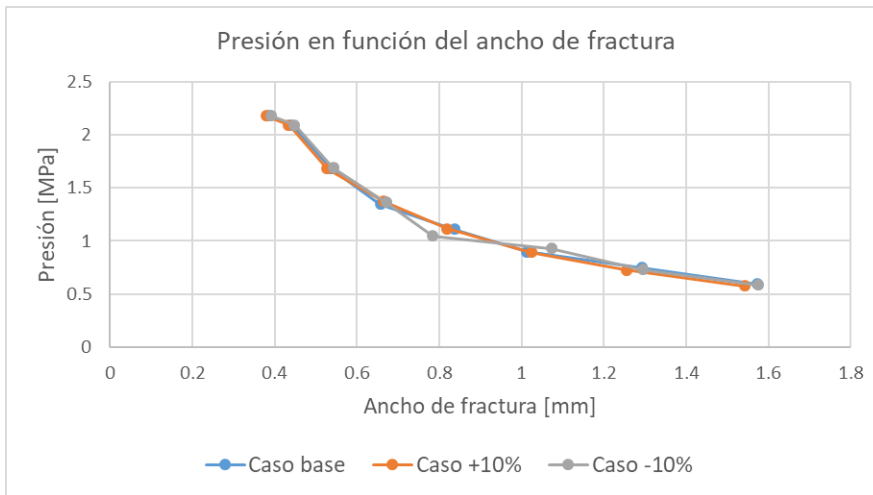


Figura 41: Presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson con una variación de $\pm 10\%$.

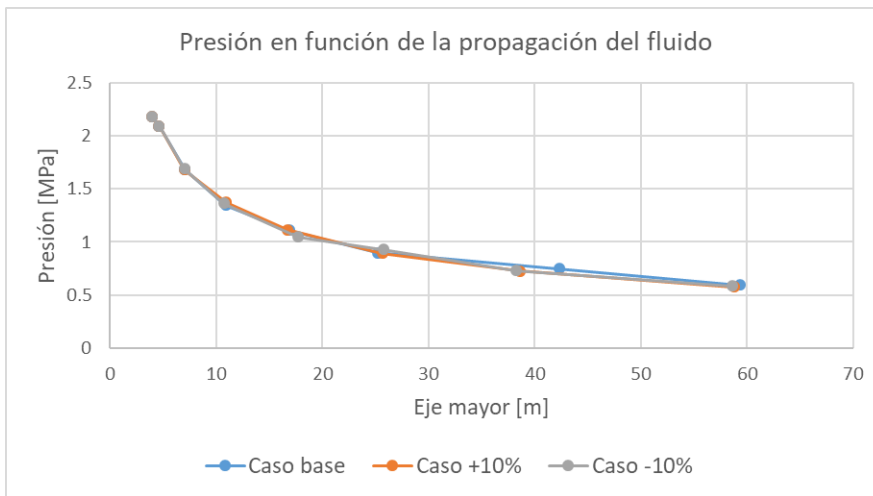


Figura 42: Presión de fractura en función del eje mayor de propagación de fractura para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson con una variación de $\pm 10\%$.

4.3. Simulación de parámetros de fluido.

A partir de la configuración de fluidos descrita en el capítulo 3.3 Parámetros de fluido, obteniendo los siguientes resultados para el ancho de fractura y propagación de fluido.

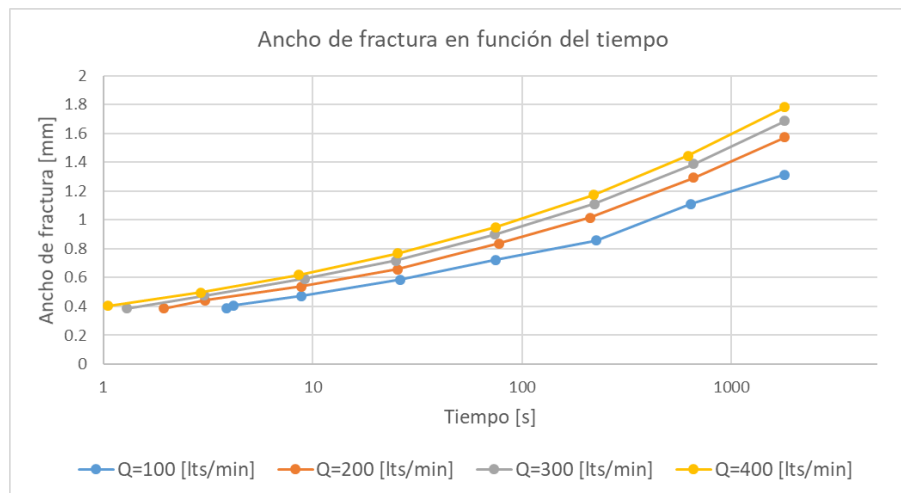


Figura 43: Ancho de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de caudal de inyección. (tiempo en escala logarítmica)

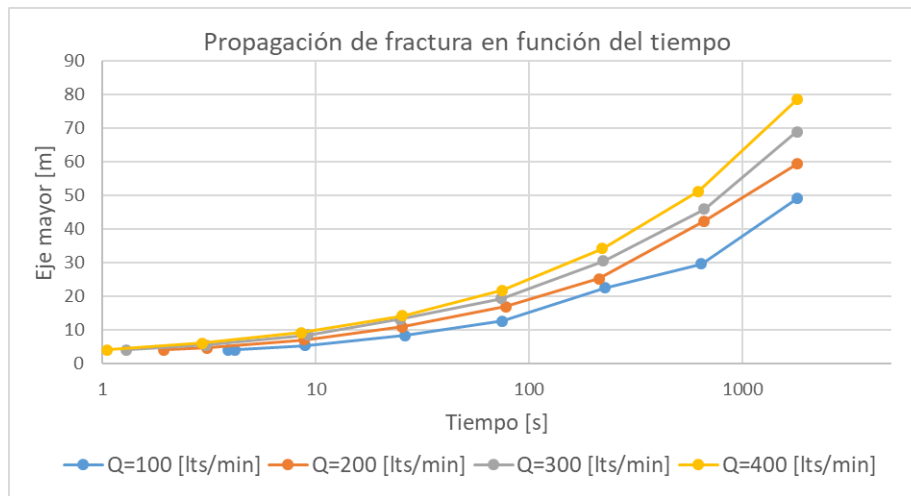


Figura 44: Propagación de fractura del eje mayor en función del tiempo para análisis de sensibilidad de caudal de inyección. (tiempo en escala logarítmica)

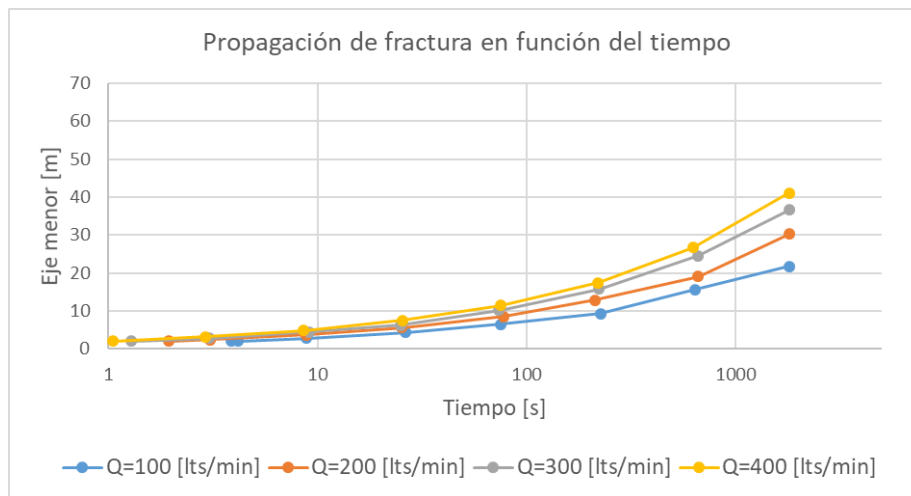


Figura 45: Propagación de fractura del eje menor en función del tiempo para análisis de sensibilidad de caudal de inyección. (tiempo en escala logarítmica)

A continuación, se presentan los resultados de la presión de fractura a través del tiempo y en función del ancho de fractura y propagación de fluido.

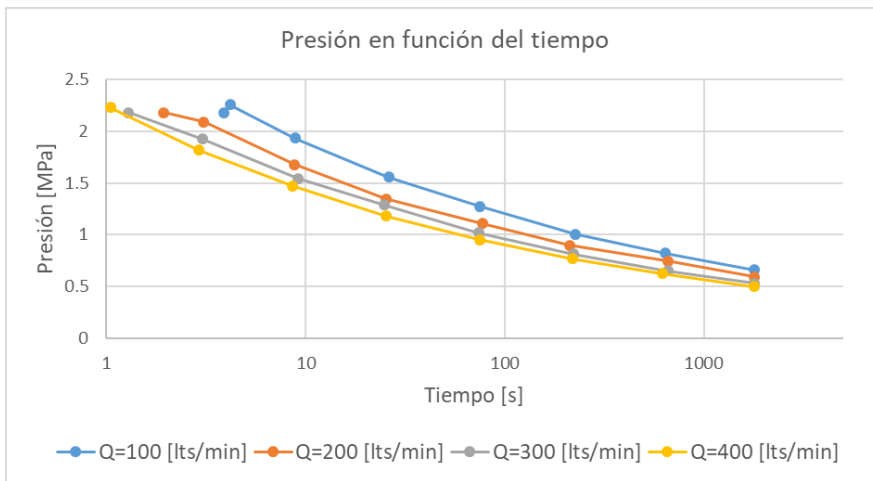


Figura 46: Presión de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de caudal de inyección. (tiempo en escala logarítmica)

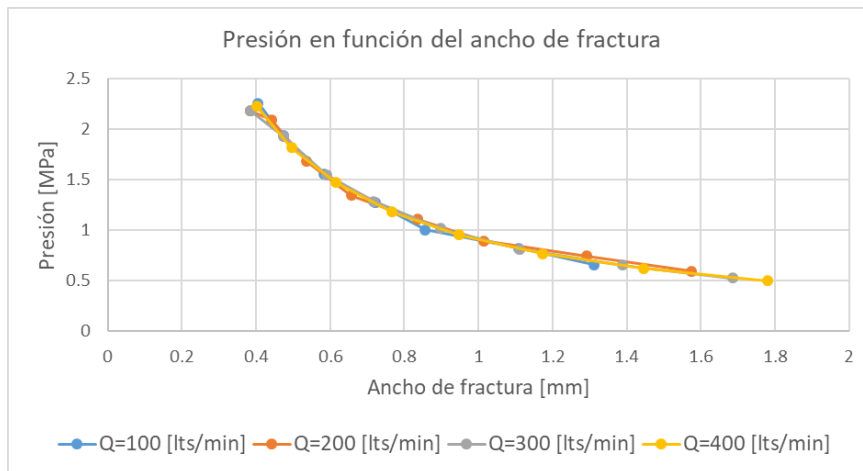


Figura 47: Presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad de caudal de inyección.

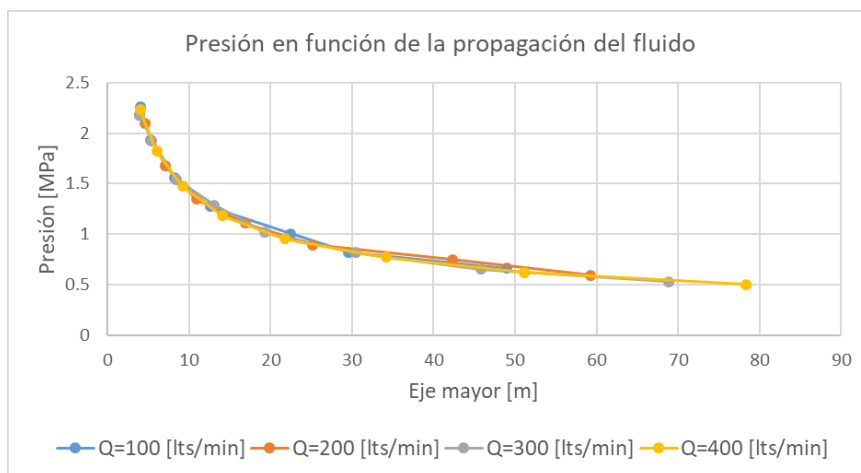


Figura 48: Presión de fractura en función del eje mayor de propagación de fractura para análisis de sensibilidad de caudal de inyección.

4.4. Simulación bajo distintas configuraciones de esfuerzo.

De acuerdo con la configuración descrita en el capítulo 3.4 Configuración de esfuerzos se presentan los siguientes resultados para la presión de fluido a través del tiempo y en función del ancho de fractura y propagación del fluido.

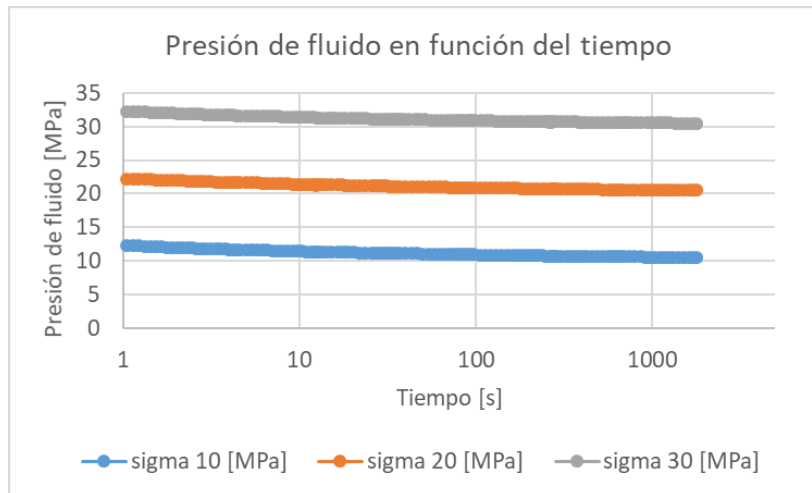


Figura 49: Presión de fluido en función del tiempo para análisis de sensibilidad de esfuerzos. (tiempo en escala logarítmica)

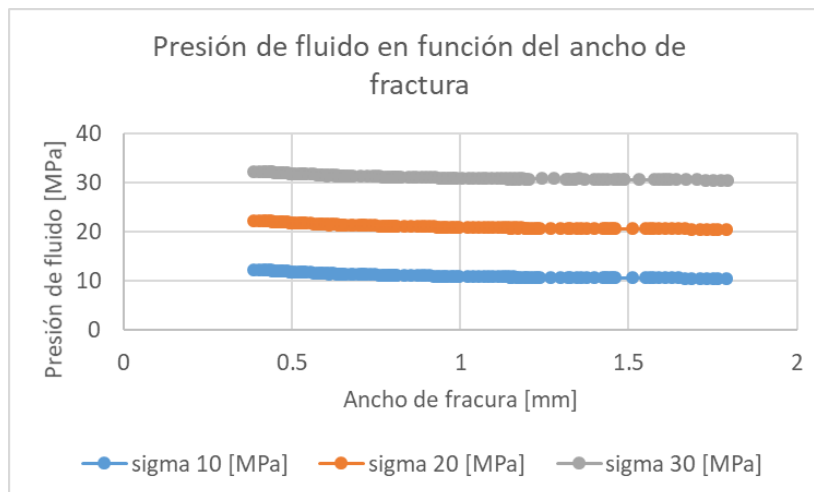


Figura 50: Presión de fluido en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad de esfuerzos.

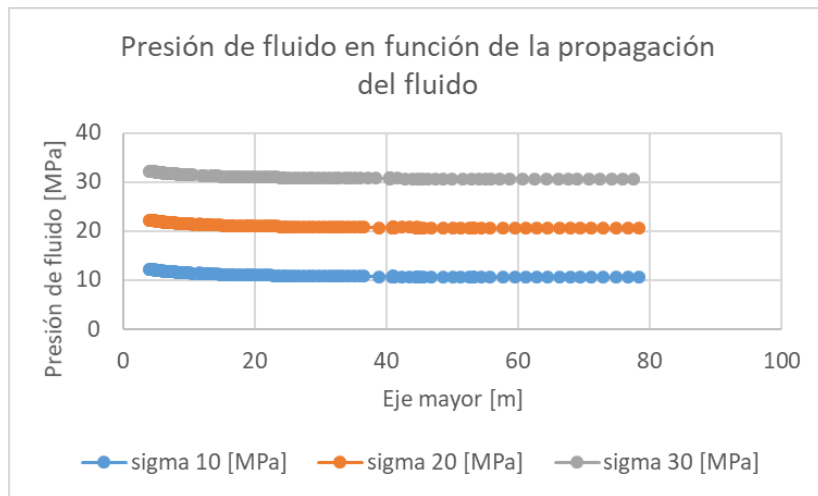


Figura 51: Presión de fluido en función del eje mayor de fractura para análisis de sensibilidad de esfuerzos.

Cabe destacar que el ancho de fractura, propagación de fluido y presión de fractura no presentan variación. (Más detalle de resultados en Anexo A: Resultados complementarios

4.5. Simulación de ensayos de hidrofracturamiento en terreno.

A partir de la información obtenida de los ensayos realizados en la División El Teniente, se estudian los 3 casos señalados en la Tabla 7.

4.5.1. Ensayo 37 pk

Respecto al ensayo 37pk, este ensayo considera una presión de ruptura de 44.8 [MPa] y una presión de propagación equivalente a 31.3 [MPa]. De esta forma, utilizando los datos entregados y considerando un valor de tenacidad de 10 [MPa m^{1/2}] y un valor de esfuerzo igual a 22.68 [MPa] se obtienen los siguientes resultados.

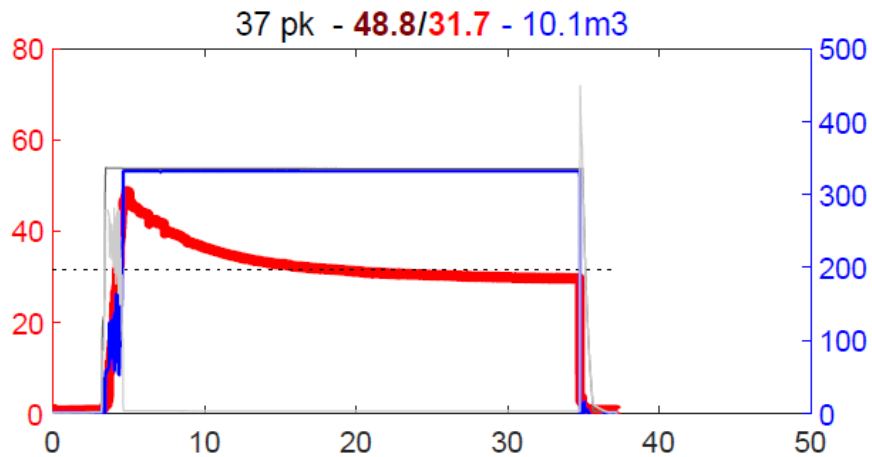


Figura 52: Gráfico obtenido en terreno para presión de fluido en función del tiempo para ensayo 37pk. (Eje izquierdo corresponde a presión de fluido [MPa], eje secundario corresponde a caudal de inyección [lts/min]) (Reporte Interno, "Propuesta Desarrollo FH Plan Minería Profunda" (2021), Codelco)

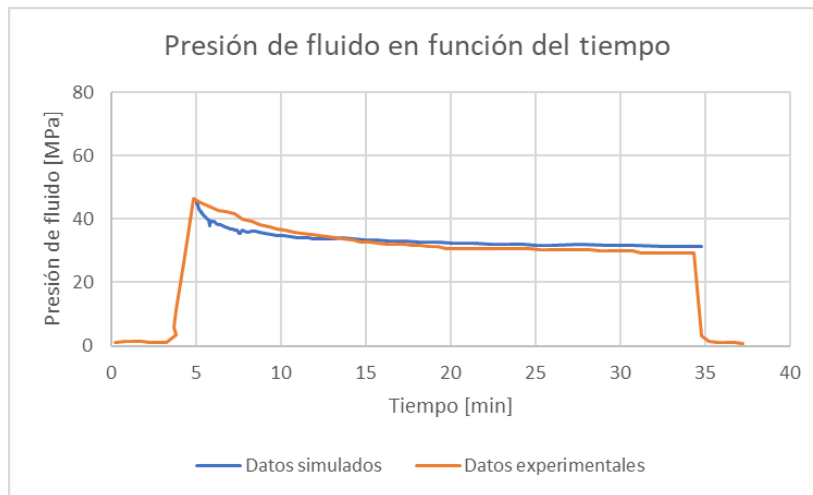


Figura 53: Presión de fluido en función del tiempo para datos experimentales y simulados de ensayo 37pk

4.5.2. Ensayo 38 pk

Respecto al ensayo 38pk, este ensayo considera una presión de ruptura de 43.8 [MPa] y una presión de propagación equivalente a 30.4 [MPa]. De esta forma, utilizando los datos entregados y considerando un valor de tenacidad de 9.5 [MPa m^{1/2}] y un valor de esfuerzo igual a 22.66 [MPa] se obtienen los siguientes resultados.

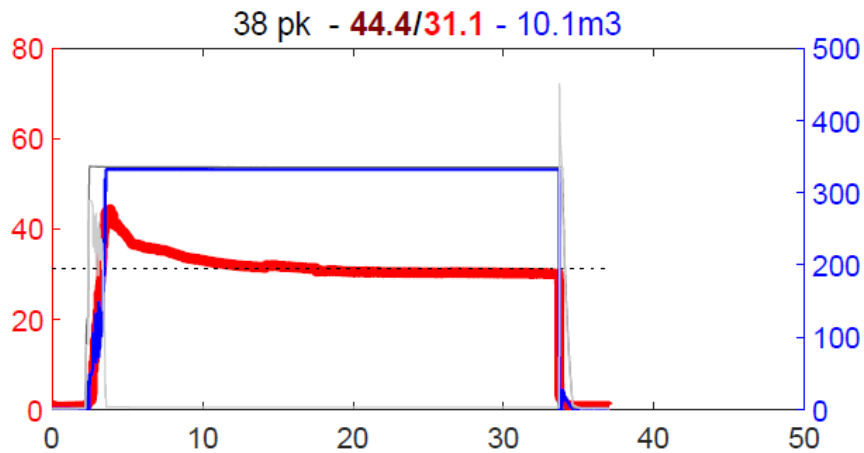


Figura 54: Gráfico obtenido en terreno para presión de fluido en función del tiempo para ensayo 38pk. (Eje izquierdo corresponde a presión de fluido [MPa], eje secundario corresponde a caudal de inyección [lts/min]) (Reporte Interno, "Propuesta Desarrollo FH Plan Minería Profunda" (2021), Codelco)

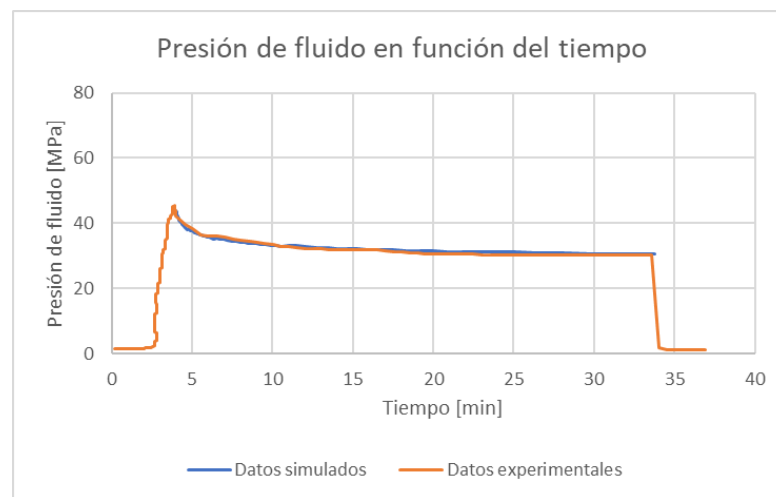


Figura 55: Presión de fluido en función del tiempo para datos experimentales y simulados de ensayo 38pk

4.5.3. Ensayo 40 pk

Respecto al ensayo 40pk, este ensayo considera una presión de ruptura de 46 [MPa] y una presión de propagación equivalente a 31.6 [MPa]. De esta forma, utilizando los datos entregados y considerando un valor de tenacidad de $10.5 \text{ [MPa m}^{1/2}]$ y un valor de esfuerzo igual a 22.6 [MPa] se obtienen los siguientes resultados.

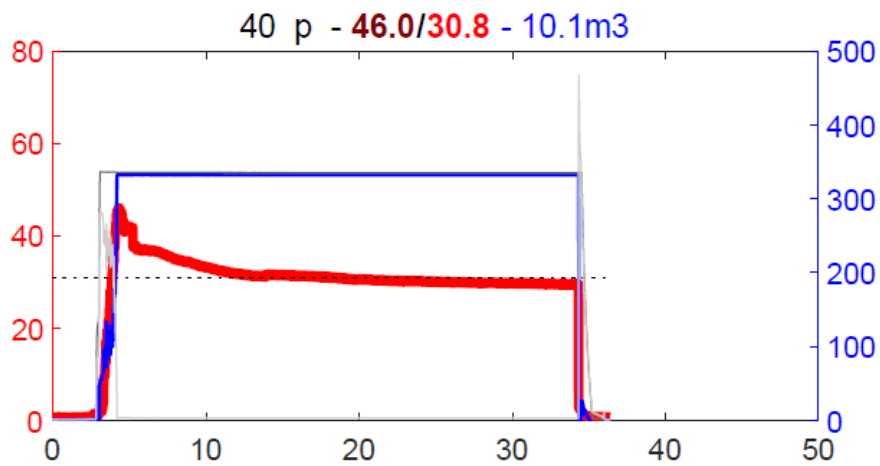


Figura 56: Gráfico obtenido en terreno para presión de fluido en función del tiempo para ensayo 40pk. (Eje izquierdo corresponde a presión de fluido [MPa], eje secundario corresponde a caudal de inyección [lts/min]) (Reporte Interno, "Propuesta Desarrollo FH Plan Minería Profunda" (2021), Codelco)

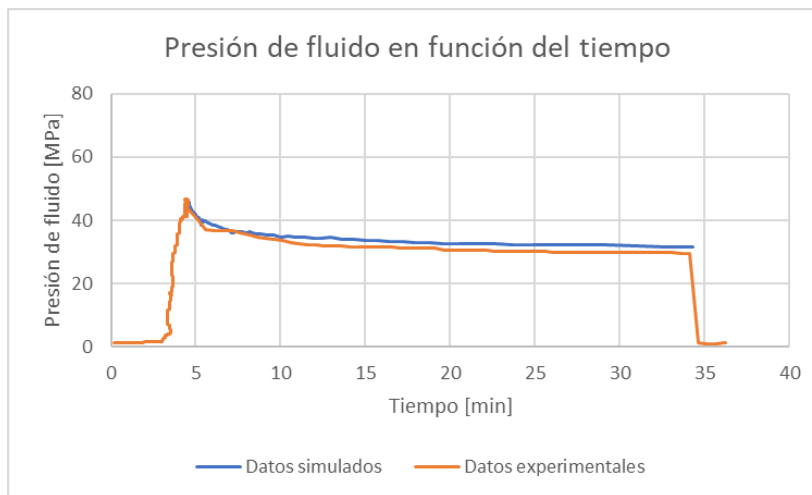


Figura 57: Presión de fluido en función del tiempo para datos experimentales y simulados de ensayo 40pk.

5. Discusión

A continuación, se presenta un análisis de los resultados obtenidos en las distintas simulaciones.

5.1. Análisis de datos obtenidos en simulación de casos previos de estudio

A partir de los resultados obtenidos en el capítulo 4.1, se observa que la simulación entrega distintos resultados para el ancho de fractura y propagación de fluido. Este hecho se debe principalmente a que cada configuración simulada presenta distinto valor del módulo de deformación plana, el cual se menciona en el capítulo 2.3.1 y se relaciona de la siguiente forma.

$$E' = E / (1 - \nu^2)$$

Ecuación 18: Módulo de deformación plana.

De esta forma, a partir de los resultados obtenidos en la Figura 13 se observa que a medida que se tiene un mayor módulo de deformación plana se tienen menores valores para el ancho de fractura, mientras que de acuerdo a la Figura 14, se observa que a medida que se tiene un mayor módulo de deformación plana se tienen mayores valores para la propagación del fluido.

A partir de los resultados obtenidos en las Figura 15y Figura 16, se observa que al no haber configurado un estado tensional in situ, la presión de fractura y presión de fluido poseen el mismo valor. Respecto a los valores obtenidos para cada caso, se tiene que a mayor valor del módulo de deformación plana se obtiene una menor presión de fractura. De acuerdo a la Figura 17, se tiene que a mayor deformación plana se obtiene un menor ancho de fractura y menor presión. Respecto a la presión y la propagación de fractura, se observa en la figura 14 que los valores de presión obtenidos son similares para los 4 casos.

5.2. Análisis de parámetros del modelo.

A continuación, se detalla el análisis de los resultados obtenidos para cada parámetro analizado.

5.2.1. Análisis de parámetros de roca.

5.2.1.1. Análisis de sensibilidad del módulo de tenacidad.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la Figura 19, se tiene que frente a un mayor módulo de tenacidad se obtienen mayores resultados para el ancho de fractura, donde el caso 2 señalado en la Tabla 3 (simulación realizada con un +20% de variación en el módulo de elasticidad) presenta una variación del 16.6% respecto al caso base al final de la simulación, mientras que el caso 3 de la Tabla 3 presenta una variabilidad promedio de -15.1%.

Por el contrario, al observar la Figura 20 y Figura 21 se tiene que a mayor valor del módulo de tenacidad se obtiene una menor propagación del fluido en la fractura, donde el caso 2 presenta una variabilidad del eje mayor de fractura de un -9.3% respecto al caso base al final de la simulación, mientras que el caso 3 presenta una variabilidad promedio de 7.8% respecto al caso base.

Respecto a la presión obtenida, la Figura 22 muestra que a mayor módulo de tenacidad se requiere de una mayor presión de fractura para alcanzar mayores valores de ancho de fractura, donde el caso 2 presenta una variabilidad de 25.2% respecto al caso base al final de la simulación y el caso 3 presenta una variabilidad promedio de -21.6%.

Al analizar la presión en función del ancho de fractura, la Figura 23 muestra que frente a un mayor módulo de tenacidad se requiere una mayor presión de fractura frente a un ancho de fractura fijo, es decir, si se considera un ancho de fractura igual a 1 [mm], el caso 2 presenta una variabilidad de 46.8% respecto al caso base mientras que el caso 1 presenta una variabilidad de -36.7% respecto al caso base.

Finalmente, la Figura 24 muestra que a mayor módulo de tenacidad se tiene una mayor presión en función de la propagación de la fractura, donde si se considera un ancho de fractura en el eje mayor igual a 30 [m], el caso 2 presenta una variabilidad de 21% respecto al caso base mientras que el caso 3 presenta una variabilidad de -19.3% respecto al caso base.

5.2.1.2. Análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad.

Respecto al análisis de sensibilidad al módulo de elasticidad se observa en la Figura 25, que a mayor módulo de elasticidad se tiene un menor ancho de fractura alcanzando una variabilidad al final de la simulación de -14.3% para el caso 4 de la Tabla 4 (simulación realizada con un +20% de variación en el módulo de elasticidad) en comparación con el caso base, y una variabilidad de 17.9% para el caso 5 de la Tabla 4 (simulación realizada con un -20% de variación en el módulo de elasticidad) en comparación con el caso base.

Por otra parte, se observa en la Figura 26 y Figura 27 que, a mayor módulo de elasticidad se obtienen mayores resultados para la propagación de la fractura, alcanzando una variabilidad al final de la simulación de 8.9% para el caso 4 en comparación con el caso base y una variabilidad de -7.5% para el caso 5 en comparación con el caso base.

De acuerdo con lo observado en la Figura 28, se tiene que los valores de presión para todas las configuraciones son similares. Sin embargo, se puede observar que hay un pequeño aumento de la presión, es decir, una vez terminada la simulación, el caso 4 presenta una variabilidad promedio de -5.1% respecto al caso base, mientras que para el caso 5 se tiene una variabilidad promedio de 1.6%. Cabe destacar que los tiempos registrados para cada simulación no son los mismos para todas las simulaciones donde se tiene una variabilidad promedio menor a un 5% para cada simulación en comparación al caso base. A partir de ello y al analizar la relación de la presión en función del tiempo y existir una variabilidad promedio menor a un 5% en los resultados y en el tiempo analizado, se señala que los valores son similares.

Respecto a la Figura 29 se tiene que, a mayor módulo de elasticidad existe una menor presión asociada a un valor fijo del ancho de fractura. Es decir, para un ancho de fractura de 1 [mm] se tiene una diferencia de -15.1% para el caso 4 en comparación al caso base, y una diferencia de 22.1% para la presión obtenida en el caso 5 en comparación con el caso base.

Finalmente, de acuerdo a lo observado en la Figura 30, se tiene que la presión en función del eje mayor de fractura posee valores similares para un valor fijo del eje de fractura, es decir, si se considera un valor fijo de propagación de 30 [m] se tiene que para el caso 4 existe una variabilidad de -1.5% en el valor de la presión respecto al caso base, mientras que para el caso 5 se tiene una variabilidad de 0.1% de la presión respecto al caso base, por lo tanto, se puede considerar que la presión en función del eje de propagación de la fractura presenta valores similares para los 3 casos simulados.

5.2.1.3. Análisis de sensibilidad de la razón de Poisson.

Para el análisis de sensibilidad de la razón de Poisson se realiza el mismo procedimiento que el capítulo 5.2.1.2. Análisis de sensibilidad del módulo de elasticidad, sin embargo, al observar la Figura 34 se puede apreciar un descenso abrupto en la presión de fractura del caso 1 de la Tabla 4 a partir de los 25 [s] de la simulación, por lo cual, se decide realizar una nueva configuración en la variación de la razón de Poisson, ajustando la configuración a un $\pm 10\%$ del valor de la razón de Poisson.

Tabla 9: Nueva configuración de simulación para análisis de sensibilidad de la razón de Poisson variando su valor en un 10%.

Caso	Módulo de elasticidad	Coef. de Poisson
1	E	ν
2	E	$1.1 * \nu$
3	E	$0.9 * \nu$

De esta forma, al observar la Figura 37, el valor de ancho de fractura presenta una similitud en los valores obtenidos, presentando una variabilidad de -2% para el caso 2 de la Tabla 9 (simulación que considera un +10% de variabilidad en el módulo de Poisson) en comparación al caso base, mientras que para el caso 3 de la Tabla 9 se aprecia una variabilidad de 0.1% en comparación al caso base. Así, se tiene que a mayor valor de la razón de Poisson se obtiene un menor ancho de fractura.

Respecto a los resultados obtenidos en la Figura 38 y Figura 39, se tiene que a mayor módulo de Poisson se obtienen mayores valores de propagación del fluido en la fractura, sin embargo, al igual que en el caso del ancho de fractura, se tienen valores visualmente similares, donde el caso 2 cuenta con una variación del eje mayor de propagación al final de la simulación igual a -0.9% respecto al caso base, mientras que el caso 3 cuenta con una variación de -1.11% respecto al caso base.

En cuanto a los resultados obtenidos de la presión en función del tiempo, se observa en la Figura 40 que a mayor valor de la razón de Poisson se obtienen menores presiones de fractura, donde el caso 2 muestra una variabilidad promedio de -2.7% respecto al caso base, por otra parte, para el caso 3 se tiene una variabilidad promedio de -1.8% respecto al caso base.

De acuerdo con los resultados mostrados en la Figura 41 se tiene que, frente a un valor fijo del ancho de fractura, en general, la presión de fractura posee menores valores frente a un valor más alto de la razón de Poisson. A modo de ejemplo, al analizar un ancho de fractura de 1 [mm] se obtiene una variación promedio de -3.2% para el caso 2 respecto al caso base, mientras que para el caso 3 se obtiene una variación promedio de 5.2% sobre el caso base.

Finalmente, en la Figura 42 se observa que la presión de fractura en función del eje mayor de fractura posee menores valores a mayores valores del módulo de deformación, es decir, si se considera un valor fijo del eje mayor de propagación de 30 [m] se tiene que para el caso 2 posee una variabilidad promedio de 0.6% sobre el caso base mientras que el caso 3 posee una variabilidad promedio de 1.2% sobre el caso base.

En base a la relación descrita en la Ecuación 18 y a los resultados obtenidos en los capítulos 4.2.2 y 4.2.3 se tiene que la variación del módulo de elasticidad afecta en mayor medida al módulo de deformación plana. La principal razón se debe a que las distintas configuraciones de la razón de Poisson consideran valores en el rango [0.2,0.35], y de acuerdo a la Ecuación 18, el módulo de Poisson posee un valor cuadrático, por lo cual, al desarrollar la ecuación mencionada los valores del módulo de deformación plana varían entre un 5% y 12%, mientras que, al modificar el módulo de elasticidad, el módulo de deformación plana varía de forma lineal, es decir, se obtiene una variación del $\pm 20\%$ en el módulo de deformación plana. Por lo tanto, de acuerdo a lo esperado y a los resultados obtenidos, es posible señalar que, de los dos parámetros de roca considerados en la simulación, el módulo de elasticidad juega un rol más importante en los valores de los resultados obtenidos.

5.2.2. Análisis de parámetros de fluido

A partir de los resultados obtenidos en el capítulo 5.2.2, al observar la Figura 43 se aprecia que al considerar un mayor caudal de inyección se obtiene un mayor ancho de fractura. Así, si se fija como caso base el caudal equivalente a 100 [lts/min], al final de la simulación se obtiene una variación de 20% para el caso de 200[lts/min] respecto al caso base, una variación promedio de 28.5% para el caso de 300 [lts/min] respecto al caso base y una variación de 35.8% para el caso de 400 [lts/min] respecto al caso base.

Al observar la Figura 44 y Figura 45, se tiene que, al evaluar un mayor caudal de inyección se obtienen resultados con una mayor propagación de fluido en la fractura. Donde al final de la simulación se tiene una variación del eje mayor de fractura de 21% para el caso de 200 [lts/min] respecto al caso base, una variación promedio de 40.6% para el caso de 300 [lts/min] respecto al caso base y una variación de 59.9% para el caso de 400 [lts/min] respecto al caso base.

Respecto a la Figura 47, se aprecia un comportamiento similar para los resultados obtenidos de los casos simulados, en los cuales si se considera un ancho de fractura fijo de 1 [mm], la presión de fractura para el caso simulado con una inyección de 200 [lts/min] presenta una variación de -2% respecto al caso base de 100 [lts/min], mientras que para el caso simulado de 300 [lts/min] presenta una variación de -0.8% respecto al caso base, y finalmente, para el caso simulado de 400 [lts/min] presenta una variación de 0.8% respecto al caso base, por lo cual, no se establece una clara relación entre el aumento de caudal y una variación de la presión en función del ancho de fractura.

Al igual que el caso de la fractura en función del ancho de propagación, si la propagación de fluido se evalúa fijando un valor de 30[m] para el eje mayor de fractura, la Figura 48 muestra que la presión de fractura para el caso simulado de 200 [lts/min] presenta una variación de 0.4% respecto al caso base, mientras que para el caso de 300 [lts/min] se obtiene una variación de 0.9% respecto al caso base, y para el caso de caudal igual a 400 [lts/min] se obtiene una diferencia de 0.6% de la presión respecto al caso base. Por lo tanto, no se establece una relación entre el aumento del caudal inyectado y una variación de la presión en función del eje de propagación de la fractura.

5.2.3. Análisis de configuración de esfuerzos.

De acuerdo a los resultados obtenidos en el capítulo 4.4, los resultados obtenidos al configurar distintos perfiles de esfuerzo in situ muestran que el ancho de fractura, propagación de fluido y presión de fractura poseen resultados idénticos para cada caso estudiado. Sin embargo, tal como muestra la Figura 49, Figura 50 y Figura 51, la presión de fluido para cada caso aumenta linealmente con el aumento de esfuerzo in situ configurado siguiendo la relación descrita en la Ecuación 7.

5.2.4. Resumen

A continuación, se presenta una tabla resumen que indica la relación de los principales resultados obtenidos al realizar el análisis de sensibilidad de los parámetros estudiados.

Tabla 10: Tabla resumen de relación entre principales resultados y parámetros estudiados.

Parámetros	Variables			
	Ancho de fractura	Propagación de fractura	Presión de fractura	Presión de fluido
Módulo de deformación plana [E']	↓	↑	↓	↓
Módulo de tenacidad [K _c]	↑	↓	↑	↑
Módulo de Elasticidad [E]	↓	↑	-	-
Módulo de Poisson [ν]	↓	↑	↓	↓
Caudal de inyección [Q ₀]	↑	↑	-	-
Esfuerzo [σ _n]	-	-	-	↑

5.3. Análisis de simulación con datos de ensayos en terreno.

De acuerdo con lo señalado en la Tabla 7 y la Figura 53, se tiene que la simulación del ensayo 37pk alcanza un peak de 44.7 [MPa] y una presión de propagación de 31.3 [MPa] transcurridos 30 minutos de simulación. Estos valores son similares a los datos experimentales, donde la presión de quiebre es de 44.8 [MPa] y la presión de propagación es igual a 31.3 [MPa] obteniendo una diferencia de 0.25% y 0.17% respectivamente. Por otra parte, al observar la Figura 55 se tiene una similitud entre la curva de datos simulados con la curva de datos experimentales para el ensayo 38pk, donde la simulación presenta un peak en la presión de 42.9 [MPa] y una presión de propagación de 30.4 [MPa] mientras que los datos experimentales indican una presión de quiebre de 43.8 [MPa] y una presión de propagación de 30.4 [MPa] obteniendo una diferencia de 2.01% y 0.06% respectivamente. Respecto al ensayo 40pk se tiene que los datos simulados de la Figura 57 presentan un peak de 46.3 [MPa] y una presión de propagación al final de la simulación de 31.6 [MPa] mientras que los datos experimentales presentan una presión de quiebre de 46 [MPa] y una presión de propagación de 31.6 [MPa] obteniendo una diferencia de 0.66% y 0.14% respectivamente.

Tabla 11: Resumen de presiones obtenidas para ensayo 37pk.

Ensayo 37pk					
Peak (terreno)	Peak (simulación)	Diferencia (%)	Presión de propagación (terreno)	Presión de propagación (simulación)	Diferencia (%)
44.82	44.70	0.25	31.37	31.32	0.17

Tabla 12: Resumen de presiones obtenidas para ensayo 38pk.

Ensayo 38pk					
Peak (terreno)	Peak (simulación)	Diferencia (%)	Presión de propagación (terreno)	Presión de propagación (simulación)	Diferencia (%)
43.83	42.94	2.01	30.43	30.41	0.06

Tabla 13: Resumen de presiones obtenidas para ensayo 40pk.

Ensayo 40pk					
Peak (terreno)	Peak (simulación)	Diferencia (%)	Presión de propagación (terreno)	Presión de propagación (simulación)	Diferencia (%)
46.02	46.33	0.66	31.64	31.59	0.14

Cabe destacar que los peak de las curvas de presión para cada simulación obtienen un valor distinto a las presiones de quiebre de cada ensayo realizado en terreno, lo cual se puede asociar al hecho de que la simulación considera una inyección constante desde el tiempo inicial, mientras que el ensayo en terreno considera un tramo donde el caudal va incrementando con el tiempo hasta alcanzar el caudal de inyección definido por los operadores. Además, se debe considerar que, al inicio de cada simulación, la convergencia de los valores obtenidos se produce a partir de los 10 segundos del tiempo de simulación, con lo cual, el peak de la presión puede ser mayor si se acepta una mayor tolerancia en la convergencia de los valores obtenidos.

Respecto al valor del módulo de tenacidad, se puede señalar que debido a que los 3 ensayos tenían similares valores tanto en la configuración de esfuerzo y presiones registradas, el valor de la tenacidad posee valores similares para las distintas simulaciones, donde se obtiene que el valor del módulo de tenacidad se encuentra en el rango de 9.5-10.5 [MPa m^{1/2}]. En cuanto al valor de la tenacidad utilizado en el ejemplo llamado “*ellipse_Anisotropic_toughness*” (Zia et al. 2018), este parámetro tiene un valor igual a 1 [MPa m^{1/2}] y considerando que la simulación realizada y la simulación del ejemplo mencionado consideran parámetros de roca similares con una diferencia de un 9.8% en el módulo de deformación plana, se puede considerar que los datos obtenidos del módulo de tenacidad no son consistentes entre sí.

Tabla 14: Configuración de parámetros de roca utilizados para roca Dacítica y Roca Sedimentaria (Zia et al, 2018)

	Módulo de Elasticidad [GPa]	Módulo de Poisson [-]	Módulo de deformación plana [MPa]
Roca Dacítica	34.55	0.272	37.31
Roca Sedimentaria	32.84	0.184	33.99
Diferencia (%)	5.20	47.83	9.76

Por otra parte, cabe destacar que el simulador *PyFrac* tiene como origen, el estudio de hidrofracturamiento en rocas sedimentarias, roca que posee condiciones geológicas diferentes a las rocas presentes en la minería chilena de gran profundidad. De esta forma, si bien la roca sedimentaria con la roca Dacítica poseen similares parámetros de roca en los códigos estudiados, estas poseen diferentes parámetros geológicos que no son considerados, es decir, a modo de ejemplo, la roca sedimentaria posee menores valores de cohesión que una roca presente en DET, por lo cual, es esperable que la roca Dacítica sea capaz de absorber mayor cantidad de energía, y, por lo tanto, tener un mayor módulo de tenacidad. Por otra parte, es necesario destacar que el simulador asume trabajar en un medio homogéneo donde la propagación del fluido se lleva a cabo en un plano ortogonal a la inyección del fluido, lo cual contrasta con la realidad presente en un macizo rocoso, ya que este puede ser heterogéneo y el fluido se puede propagar en función de fracturas preexistentes propias de la roca que no necesariamente sean los planos definidos en el simulador.

Finalmente, se tiene que el uso de estas técnicas de modelamiento del hidrofracturamiento pueden cumplir un rol importante considerando el mayor uso de HF en pre acondicionamiento que han adoptado métodos de explotación como el panel caving. De esta forma, al utilizar el simulador *PyFrac* se puede tener un primer acercamiento del alcance de la propagación del fluido, lo cual puede impactar en el control del comportamiento del fluido, debido a que si se conoce el valor de la propagación se puede evitar o acotar las distancias en los pozos utilizados en HF en zonas cercanas a fallas mayores, para evitar así la activación de estas.

6. Conclusión

Respecto al análisis de las principales variables presentes dentro del código estudiado que promueven el hidrofracturamiento, se tiene que la tenacidad es la más relevante, ya que le otorga la geometría de la propagación del fluido y modifica en mayor porcentaje los resultados de distancias de propagación en los ejes y presión asociada al caso base al momento de realizar los análisis de sensibilidad. Además, cabe destacar que la simulación considera un módulo de deformación plana donde el módulo de elasticidad posee una mayor relevancia en comparación al módulo de Poisson. En cuanto a la configuración de esfuerzos, se tiene que esta configuración no afecta a los resultados de presión de cada celda ni a los resultados de propagación de fluido, con lo cual, la configuración de esfuerzos solo afecta de forma lineal los resultados de presión de fluido utilizados en el bombeo del fluido.

En cuanto a la validación de las simulaciones con los ensayos realizados en la División El Teniente, se tiene que las simulaciones obtienen valores de presión cercanos a los datos obtenidos en terreno. Sin embargo, es necesario destacar que estos valores se obtienen al considerar un valor de tenacidad del orden de $10 \text{ [MPa m}^{1/2}\text{]}$, valor que no puede ser contrastado con un valor real debido a que no se cuenta con información de que valor podría presentar esta variable en el sector donde fueron realizados los ensayos. A pesar de no contar con información proveniente de ensayos realizados con rocas asociada a minería chilena, se tiene que al comparar el valor de tenacidad obtenido con los valores utilizados en el ejemplo original, el valor encontrado es 10 veces mayor al valor considerado en la simulación original, a pesar de tener valores similares en cuanto al módulo de elasticidad y el módulo de Poisson.

Finalmente, a la hora de analizar el simulador PyFrac cabe recordar que la mayor cantidad de ejemplos presentes en su librería corresponden a estudios de rocas sedimentarias presentes en la industria de hidrocarburos, lo cual contrasta con las condiciones de roca y esfuerzos presentes en la minería chilena. Respecto al simulador se tiene que es sencillo de operar y es capaz de recrear un proceso de hidrofracturamiento con parámetros de roca presentes en la minería chilena logrando asociar un esfuerzo normal a la fractura con magnitudes encontradas en la División El Teniente. Sin embargo, este simulador sólo considera el esfuerzo normal y no todo el estado tensional de la roca, además asume trabajar en un medio homogéneo y la propagación de fluido se lleva a cabo en un plano ortogonal a la inyección del fluido, lo cual contrasta con la realidad ya que el macizo rocoso puede ser heterogéneo y el fluido se puede propagar en función de fracturas preexistentes propias de la roca que no necesariamente sean ortogonales a la fuente de inyección del fluido. Por otra parte, el simulador al ser de código abierto es actualizado constantemente, ya sea a través de la incorporación de nuevos ejemplos y/o edición de los códigos que en un futuro puede permitir la incorporación de un medio heterogéneo, por lo cual, es necesario recalcar que actualmente el simulador puede servir como un primer acercamiento a proyecciones de los resultados esperados para la propagación del fluido y presión de ruptura en función del caudal de inyección y tiempo de bombeo. De esta forma, se logran los objetivos propuestos de modelar el proceso de hidrofracturamiento e identificar las principales características de la roca con la propagación del fluido y como estas influyen en el proceso, sin embargo, se identifican variables particulares las cuales no necesariamente son todas las variables que se tienen en la realidad del proceso de hidrofracturamiento.

7. Bibliografía

- Catalan, A., Onederra, I., & Chitombo, G. (2017). Evaluation of intensive preconditioning in block and panel caving – Part I, quantifying the effect on intact rock, *Mining Technology*, 126:4, 209-220, DOI: 10.1080/14749009.2017.1300724
- Araneda, O., Morales, R., Rojas, E., Henríquez, J., & Molina, R. (2007). Rock Preconditioning application in virgin caving condition in a panel caving mine. División El Teniente.Codelco.
- Brzovic, A., Vallejos, J., Arancibia, E., Burgos, L., Gaete, M., Delonca, A., & Barrera, V. (2016). Analysis and Modelling of the Fragmentation Process – Case Studies at El Teniente Mine.
- Cai and Kaiser (2018) - Rockburst Phenomenon and Support Characteristics.
- Cerrutti, C. (2009). Estudio de la respuesta sísmica de macizos rocosos pre-acondicionados. Informe IM2 P 76/08-IP-003, Codelco Chile.
- Chen, Z., & Wang, M. (2017). Pore-scale modeling of hydromechanical coupled mechanics in hydrofracturing process. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 122(5), 3410–3429. <https://doi.org/10.1002/2017JB013989>
- Codelco (2010). Libro del pre-acondicionamiento del macizo rocoso.
- Ghazvinian, Damjanac, Lorig, Cavieres, Madrid. Back analysis of the effect of hydraulic fracturing preconditioning on mining-induced seismicity at the main access of New Mine Level project, CODELCO Chile - El Teniente Division. MASSMIN.Eighth international conference & exhibition on mass mining (2020), pp. 249-263.
- Gong, W., Peng, Y., Wang, H., He, M., Ribeiro e Sousa, L., & Wang, J. (2015). Fracture Angle Analysis of Rock Burst Faulting Planes Based on True-Triaxial Experiment. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 48(3). <https://doi.org/10.1007/s00603-014-0639-0>
- Haimson, B. C., & Cornet, F. H. (2003). ISRM suggested methods for rock stress estimation-part 3: Hydraulic fracturing (HF) and/or hydraulic testing of pre-existing fractures (HTPF). In *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* (Vol. 40, Issues 7–8, pp. 1011–1020). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2003.08.002>
- Jaeger, J., Cook, N., & Zimmerman, R. *Fundamentals of Rock Mechanics* 4th Editon. (Blackwell Publising, 2007)
- Keneti, A., & Sainsbury, B.-A. (2018). Review of published rockburst events and their contributing factors. *Engineering Geology*, 246. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2018.10.005>
- Li, T., Cai, M. F., & Cai, M. (2007). A review of mining-induced seismicity in China. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 44(8). <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2007.06.002>

- Li, T., Ma, C., Zhu, M., Meng, L., & Chen, G. (2017). Geomechanical types and mechanical analyses of rockbursts. *Engineering Geology*, 222. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2017.03.011>
- Mazaira, A., & Konicek, P. (2015a). Intense rockburst impacts in deep underground construction and their prevention. *Canadian Geotechnical Journal*, 52(10), 1426–1439. <https://doi.org/10.1139/cgj-2014-0359>
- Mazaira, A., & Konicek, P. (2015b). Intense rockburst impacts in deep underground construction and their prevention. *Canadian Geotechnical Journal*, 52(10), 1426–1439. <https://doi.org/10.1139/cgj-2014-0359>
- Meng, F., Zhou, H., Wang, Z., Zhang, L., Kong, L., Li, S., & Zhang, C. (2016). Experimental study on the prediction of rockburst hazards induced by dynamic structural plane shearing in deeply buried hard rock tunnels. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 86. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2016.04.013>
- Mühlenbrock, Silva, Navarrete, Mardones. Construction of the first macro block at the Chuquicamata Underground project. MASSMIN.Eighth international conference & exhibition on mass mining (2020), pp. 128-139.
- Orlecka-Sikora, B. (2010). The role of static stress transfer in mining induced seismic events occurrence, a case study of the Rudna mine in the Legnica-Glogow Copper District in Poland. *Geophysical Journal International*, 182(2). <https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.2010.04672.x>
- Ortlepp, W. D., & Stacey, T. R. *Rockburst Mechanisms in Tunnels and Shafts*. Tunn. Undergr. Sp. Technol. 9, 59–65 (1994).
- Oyarce, J. (2017). *Estimacion de la potencial captura de valor en el negocio minero de Division El Teniente*.
- Paterson, M. & Wong, T. *Experimental Rock Deformation — The Brittle Field*. (Springer Berlin Heidelberg, 2005).
- Rehbock-Sander, M. & Jesel, T. Fault induced rock bursts and micro-tremors – Experiences from the Gotthard Base Tunnel. Tunn. Undergr. Sp. Technol. 81, 358–366 (2018).
- Rojas, E. Aspectos geotécnicos y desarrollo tecnológico en el control de la explosión de rocas en el desarrollo de Túneles. (2017).
- Rojas, E & Balboa, S. Management of Seismic Risk in High Stress Conditions, El Teniente Mine. 9th International Symposium on Rockburst and Seismicity in Mines (2017).
- Serebrinsky, S. A., Sánchez, M., Smilovich, D., Toscano, R., Rosolén, A., Goldschmit, M. B., Dvorkin, E. N., & Radovitzky, R. (2008). *Desarrollo y validación de un simulador de fracturamiento hidráulico orientado al petróleo y gas*.
- Soeder, D. J. (2021). Fracking and the Environment. In *Fracking and the Environment*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-59121-2>

- Swanson, P. L. (1992). Mining-induced seismicity in faulted geologic structures: An analysis of seismicity-induced slip potential. *Pure and Applied Geophysics PAGEOPH*, 139(3–4). <https://doi.org/10.1007/BF00879957>
- Verzani, LP, Russo, G, Grasso, P & Cabañas, A 2015, ‘The Risk Analysis Applied to Deep Tunnels Design—El Teniente New Mine Level Access Tunnels, Chile,’ In *Engineering Geology for Society and Territory*, vol. 6, pp. 1023-1030.
- Zhou, J., Li, X., & Mitri, H. S. (2018). Evaluation method of rockburst: State-of-the-art literature review. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 81. <https://doi.org/10.1016/j.tust.2018.08.029>
- Zia, H., & Lecampion, B. (2020). PyFrac: A planar 3D hydraulic fracture simulator ☆. *Computer Physics Communications*, 255, 107368. <https://doi.org/10.17632/gv7yy9mmwj.1>
- Zia, H., Lecampion, B., & Zhang, W. (2018). Impact of the anisotropy of fracture toughness on the propagation of planar 3D hydraulic fracture. *International Journal of Fracture*, 211(1–2), 103–123. <https://doi.org/10.1007/s10704-018-0278-7>

Anexos

Anexo A: Resultados complementarios

Anexo A.1: Resultados complementarios del módulo de tenacidad.

Resultados complementarios de análisis de sensibilidad $\pm 20\%$.

A continuación, se presentan tablas resumen de la variabilidad en los resultados para cada caso estudiado.

Tabla 15: Diferencial de variables para casos estudiados en análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de tenacidad.

tiempo	Δ Ancho de fractura [%]		Δ Eje mayor [%]		Δ Presión [%]	
	Caso +20	Caso -20%	Caso +20	Caso -20%	Caso +20	Caso -20%
t ₁	15.14	-14.44	-1.16	6.84	17.33	-21.83
t ₂	16.73	-15.98	-6.54	9.77	24.40	-23.77
t ₃	16.36	-15.85	-5.84	12.84	26.07	-24.18
t ₄	16.62	-16.46	-4.40	12.28	24.45	-23.95
t ₅	15.31	-16.68	-7.56	10.89	25.52	-23.49
t ₆	15.75	-14.69	-8.51	7.04	25.42	-21.39
t ₇	17.07	-11.96	-5.77	9.45	23.59	-19.32
t ₈	16.58	-15.14	-9.28	7.80	25.23	-21.59

Tabla 16: Diferencial de presión en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de tenacidad.

Ancho de fractura [mm]	Δ Presión [%]	
	Caso +20%	Caso -20%
0.5	48.5	-35.9
0.6	44.2	-35.3
0.7	46.1	-34.6
0.8	47.2	-35.0
0.9	42.3	-37.1
1	46.8	-34.8
1.1	43.9	-36.7
1.2	46.0	-35.2
1.3	45.2	-36.2

Tabla 17: Valores de presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de tenacidad.

Ancho de fractura [mm]	Presión [MPa]		
	Caso base	Caso +20%	Caso -20%
0.5	1.82	2.70	1.17
0.6	1.52	2.19	0.98
0.7	1.29	1.88	0.84
0.8	1.12	1.65	0.73
0.9	1.03	1.47	0.65
1	0.92	1.35	0.60
1.1	0.83	1.20	0.53
1.2	0.75	1.10	0.49
1.3	0.71	1.03	0.45

Tabla 18: Diferencial de presión en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de tenacidad.

Eje mayor [m]	Δ Presión [%]	
	Caso +20%	Caso -20%
10	21.1	-18.8
20	13.5	-24.4
30	21.0	-19.3
40	20.7	-19.7
50	20.7	-18.1
60	24.1	-16.8

Tabla 19: Valor de presión de fractura en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de tenacidad.

Eje mayor [m]	Presión [MPa]		
	Caso base	Caso +20%	Caso -20%
10	1.41	1.71	1.15
20	1.07	1.22	0.81
30	0.83	1.00	0.67
40	0.72	0.87	0.58
50	0.63	0.76	0.52
60	0.59	0.73	0.49

Anexo A.2: Resultados complementarios de parámetros de roca.

A continuación, se presentan los resultados complementarios de parámetros de roca obtenidos en las distintas simulaciones.

Análisis de sensibilidad del módulo de Elasticidad en un $\pm 20\%$.

Tabla 20: Diferencial de variables para casos estudiados en análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de elasticidad.

tiempo	Δ Ancho de fractura [%]		Δ Eje mayor [%]		Δ Presión [%]	
	Caso +20	Caso -20%	Caso +20	Caso -20%	Caso +20	Caso -20%
t ₁	-16.67	25.00	0.00	0.00	0.00	0.00
t ₂	-13.48	19.15	8.40	-8.92	-4.26	5.82
t ₃	-11.36	19.14	7.88	-8.34	-2.22	5.22
t ₄	-10.87	21.51	6.88	-8.25	-0.25	5.50
t ₅	-14.73	17.48	8.31	-11.40	-0.79	3.62
t ₆	-13.98	20.38	16.06	-7.87	-1.54	2.89
t ₇	-14.28	16.91	-0.45	-15.55	-8.01	0.10
t ₈	-14.26	17.94	8.85	-7.45	-5.12	1.64

Tabla 21: Diferencial de presión en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de elasticidad.

Ancho de fractura [mm]	Δ Presión [%]	
	Caso +20%	Caso -20%
0.5	-15.7	19.6
0.6	-17.5	23.6
0.7	-17.1	27.3
0.8	-18.3	24.8
0.9	-14.9	22.6
1	-15.1	22.1
1.1	-15.9	22.7
1.2	-13.1	31.5
1.3	-19.3	24.1

Tabla 22: Valores de presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de elasticidad.

Ancho de fractura [mm]	Presión [MPa]		
	Caso base	Caso +20%	Caso -20%
0.5	1.82	1.54	2.18
0.6	1.53	1.26	1.89
0.7	1.32	1.09	1.68
0.8	1.14	0.93	1.42
0.9	1.02	0.86	1.25
1	0.89	0.76	1.09
1.1	0.83	0.70	1.02
1.2	0.72	0.63	0.95
1.3	0.75	0.60	0.93

Tabla 23: Diferencial de presión en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de elasticidad.

Eje mayor [m]	Δ Presión [%]	
	Caso +20%	Caso -20%
10	-0.1	0.6
20	2.7	4.4
30	-1.5	0.1
40	2.9	4.4
50	0.7	-0.3
60	0.1	1.6

Tabla 24: Valor de presión de fractura en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del módulo de elasticidad.

Eje mayor [m]	Presión [MPa]		
	Caso base	Caso +20%	Caso -20%
10	1.43	1.43	1.44
20	0.99	1.02	1.04
30	0.82	0.81	0.82
40	0.70	0.72	0.73
50	0.63	0.64	0.63
60	0.59	0.59	0.60

Análisis de sensibilidad de la razón de Poisson en $\pm 20\%$

Al observar la Figura 31, el valor de ancho de fractura presenta una similitud en los valores obtenidos, presentando una variabilidad de -3.3% para el caso 2 de la Tabla 4 (simulación que considera un +20% de variabilidad en el módulo de Poisson) en comparación al caso base, mientras que para el caso 3 de la Tabla 4 se observa una variabilidad de 0.6% en comparación al caso base. Si se analizan los valores obtenidos de forma estricta, se tiene que, a un mayor valor de la razón de Poisson, se obtienen menores anchos de fractura.

Respecto a los resultados obtenidos en la Figura 32 y Figura 33, se tiene que a mayor módulo de Poisson se obtienen mayores valores de propagación de fractura, sin embargo, al igual que en el caso del ancho de fractura, se tienen valores visualmente similares, donde el caso 2 cuenta con una variación del eje mayor de propagación de 0.5% respecto al caso base, mientras que el caso 3 cuenta con una variación promedio de -0.4% respecto al caso base.

En cuanto a los resultados obtenidos de la presión en función del tiempo, se observa en la Figura 34 que a mayor valor de la razón de Poisson se obtienen menores presiones de fractura, donde para el caso 2 se tiene un descenso abrupto de la presión de fractura a partir de los 20[s] de simulación, con lo cual se tienen resultados con una gran variabilidad respecto al caso base del orden de -34.7%, por otra parte, para el caso 3 se tiene una variabilidad promedio de -2% respecto al caso base.

De acuerdo a los resultados mostrados en la Figura 35, se tiene que, frente a un valor fijo del ancho de fractura, la presión de fractura posee menores valores frente a un valor más alto de la razón de Poisson. De esta forma, al analizar un ancho de fractura de 1 [mm] se obtiene una variación promedio de -32.1% para el caso 2 respecto al caso base, mientras que para el caso 3 se obtiene una variación promedio de 4% sobre el caso base.

Finalmente, se observa en la Figura 36 que la presión de fractura en función del eje mayor de fractura posee menores valores a mayores valores del módulo de deformación, es decir, si se considera un valor fijo del eje mayor de propagación de 30 [m] se tiene que para el caso 2 posee una variabilidad promedio de -33.8% sobre el caso base mientras que el caso 3 posee una variabilidad promedio de 0.2% sobre el caso base.

A continuación, se presentan las principales tablas resúmenes de la variabilidad de los principales resultados obtenidos

Tabla 25: Diferencial de variables para casos estudiados en análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ de la razón de Poisson.

tiempo	Δ Ancho de fractura [%]		Δ Eje mayor [%]		Δ Presión [%]	
	Caso +20	Caso -20%	Caso +20	Caso -20%	Caso +20	Caso -20%
t ₁	-3.49	2.86	0.00	0.00	0.00	0.00
t ₂	-3.49	1.56	0.00	-2.90	0.00	2.13
t ₃	-4.62	2.33	0.49	-0.77	-2.22	0.45
t ₄	-4.39	5.08	0.38	-0.87	-34.27	1.99
t ₅	-4.78	2.19	1.13	-4.19	-34.55	1.92
t ₆	-0.77	5.61	3.29	0.01	-33.66	2.08
t ₇	-5.29	0.68	-1.77	-9.67	-35.39	-2.42
t ₈	-3.27	0.56	0.53	-0.40	-34.69	-2.06

Tabla 26: Diferencial de presión en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ de la razón de Poisson.

Ancho de fractura [mm]	Δ Presión [%]	
	Caso +20%	Caso -20%
0.5	-2.4	3.4
0.6	-4.0	3.3
0.7	-35.3	4.3
0.8	-36.2	2.2
0.9	-37.1	3.4
1	-32.1	4.0
1.1	-36.3	2.9
1.2	-32.8	7.4
1.3	-38.4	0.4

Tabla 27: Valores de presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ de la razón de Poisson.

Ancho de fractura [mm]	Presión [MPa]		
	Caso base	Caso +20%	Caso -20%
0.5	1.82	1.78	1.89
0.6	1.53	1.47	1.58
0.7	1.32	0.85	1.37
0.8	1.14	0.73	1.16
0.9	1.02	0.64	1.05
1	0.89	0.61	0.93
1.1	0.83	0.53	0.86
1.2	0.72	0.49	0.78
1.3	0.75	0.46	0.75

Tabla 28: Diferencial de presión en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ de la razón de Poisson.

Eje mayor [m]	Δ Presión [%]	
	Caso +20%	Caso -20%
10	0.1	1.7
20	-33.4	2.3
30	-33.8	-0.2
40	-32.6	2.7
50	-34.1	0.2
60	-33.5	1.3

Tabla 29: Valor de presión de fractura en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ de la razón de Poisson.

Eje mayor [m]	Presión [MPa]		
	Caso base	Caso +20%	Caso -20%
10	1.43	1.43	1.46
20	0.99	0.66	1.02
30	0.82	0.55	0.82
40	0.70	0.47	0.71
50	0.63	0.42	0.63
60	0.59	0.39	0.60

Análisis de sensibilidad de la razón de Poisson en $\pm 10\%$.

Tabla 30: Diferencial de variables para casos estudiados en análisis de sensibilidad $\pm 10\%$ de la razón de Poisson.

tiempo	Δ Ancho de fractura [%]		Δ Eje mayor [%]		Δ Presión [%]	
	Caso +20	Caso -20%	Caso +20	Caso -20%	Caso +20	Caso -20%
t ₁	-1.66	1.51	0.00	0.00	0.00	0.00
t ₂	-1.68	1.51	0.00	0.00	0.01	0.00
t ₃	-1.83	0.99	-0.56	-0.77	0.10	0.45
t ₄	1.26	2.10	0.26	-1.72	1.88	1.18
t ₅	-2.02	-6.26	-1.29	4.97	0.58	-5.67
t ₆	0.98	5.80	1.68	2.11	-0.30	3.60
t ₇	-3.00	0.06	-8.64	-9.53	-2.71	-2.26
t ₈	-2.00	0.13	-0.90	-1.11	-2.78	-1.81

Tabla 31: Diferencial de presión en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 10\%$ de la razón de Poisson.

Ancho de fractura [mm]	Δ Presión [%]	
	Caso +20%	Caso -20%
0.5	-0.8	1.1
0.6	-1.9	2.1
0.7	-1.3	1.4
0.8	-2.5	0.7
0.9	-2.2	4.1
1	3.2	2.6
1.1	-1.8	2.0
1.2	3.2	5.2
1.3	-7.5	-2.3

Tabla 32: Valores de presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 10\%$ de la razón de Poisson.

Ancho de fractura [mm]	Presión [MPa]		
	Caso base	Caso +20%	Caso -20%
0.5	1.82	1.81	1.84
0.6	1.53	1.50	1.56
0.7	1.32	1.30	1.34
0.8	1.14	1.11	1.15
0.9	1.02	0.99	1.06
1	0.89	0.92	0.91
1.1	0.83	0.82	0.85
1.2	0.72	0.75	0.76
1.3	0.75	0.69	0.73

Tabla 33: Diferencial de presión en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 10\%$ de la razón de Poisson.

Eje mayor [m]	Δ Presión [%]	
	Caso +20%	Caso -20%
10	-0.3	0.6
20	1.8	1.2
30	0.6	1.2
40	4.3	4.8
50	0.5	1.5
60	-2.8	-1.8

Tabla 34: Valor de presión de fractura en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 10\%$ de la razón de Poisson.

Eje mayor [m]	Presión [MPa]		
	Caso base	Caso +20%	Caso -20%
10	1.43	1.43	1.44
20	0.99	1.01	1.01
30	0.82	0.83	0.83
40	0.70	0.73	0.73
50	0.63	0.63	0.64
60	0.59	0.58	0.58

Anexo A.3: Resultados complementarios de parámetros de caudal de inyección.

Análisis de sensibilidad de $\pm 20\%$ del caudal de inyección.

Tabla 35: Diferencial de variables para casos estudiados en análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del caudal de inyección.

tiempo	ancho			eje mayor			presión		
	Caso 200 [lts/min]	Caso 300 [lts/min]	Caso 400 [lts/min]	Caso 200 [lts/min]	Caso 300 [lts/min]	Caso 400 [lts/min]	Caso 200 [lts/min]	Caso 300 [lts/min]	Caso 400 [lts/min]
t ₁	0.00	0.00	4.22	0.00	0.00	1.18	0.00	0.00	2.27
t ₂	8.86	17.14	22.37	14.41	35.62	50.40	-7.35	-14.79	-19.49
t ₃	13.49	24.85	30.23	32.39	57.58	72.54	-13.11	-20.17	-23.80
t ₄	12.50	22.84	31.42	31.69	58.28	70.34	-13.54	-17.37	-24.09
t ₅	15.70	24.09	31.15	33.99	53.15	72.54	-12.83	-20.00	-25.13
t ₆	18.38	29.81	37.11	12.23	35.49	51.95	-10.85	-18.92	-23.42
t ₇	16.59	25.18	30.25	43.20	55.16	73.19	-9.03	-20.51	-24.30
t ₈	19.96	28.48	35.80	20.98	40.56	59.91	-10.12	-19.84	-24.42

Tabla 36: Diferencial de presión en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del caudal de inyección.

Ancho de fractura [mm]	Δ Presión [%]		
	Caso 200 [lts/min]	Caso 300 [lts/min]	Caso 400 [lts/min]
0.5	0.7	2.2	0.5
0.6	0.6	0.3	0.9
0.7	-1.8	1.7	-4.0
0.8	6.8	5.1	7.4
0.9	0.9	1.1	4.2
1	-2.0	-0.8	0.8
1.1	0.6	1.5	0.3
1.2	1.3	2.6	7.9
1.3	10.0	4.9	4.1

Tabla 37: Valores de presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del caudal de inyección.

Ancho de fractura [mm]	Presión [MPa]			
	Caso 100 [lts/min]	Caso 200 [lts/min]	Caso 300 [lts/min]	Caso 400 [lts/min]
0.5	1.81	1.82	1.85	1.82
0.6	1.52	1.53	1.52	1.53
0.7	1.34	1.32	1.36	1.29
0.8	1.07	1.14	1.12	1.14
0.9	1.01	1.02	1.02	1.05
1	0.91	0.89	0.90	0.92
1.1	0.83	0.83	0.84	0.83
1.2	0.71	0.72	0.73	0.77
1.3	0.68	0.75	0.71	0.71

Tabla 38: Diferencial de presión en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del caudal de inyección.

Eje mayor [m]	Δ Presión [%]		
	Caso 200 [lts/min]	Caso 300 [lts/min]	Caso 400 [lts/min]
10	1.1	0.0	-0.1
20	-5.9	-5.4	1.6
30	0.4	0.9	0.6
40	-1.4	2.8	2.2
50	-9.9	-10.6	-10.1
60	-15.3	-13.9	-16.3

Tabla 39: Valor de presión de fractura en función del eje mayor de propagación para análisis de sensibilidad $\pm 20\%$ del caudal de inyección.

Eje mayor [m]	Presión [MPa]			
	Caso 100 [lts/min]	Caso 200 [lts/min]	Caso 300 [lts/min]	Caso 400 [lts/min]
10	1.42	1.43	1.42	1.41
20	1.06	0.99	1.00	1.07
30	0.82	0.82	0.83	0.83
40	0.71	0.70	0.73	0.72
50	0.70	0.63	0.63	0.63
60	0.70	0.59	0.60	0.59

Anexo A.4: Resultados de análisis de sensibilidad para configuración de esfuerzos.

De acuerdo con la configuración descrita en el capítulo 3.4 Configuración de esfuerzos, se obtienen los siguientes resultados de ancho de fractura, propagación de fluido y presión de fractura para las distintas simulaciones realizadas.

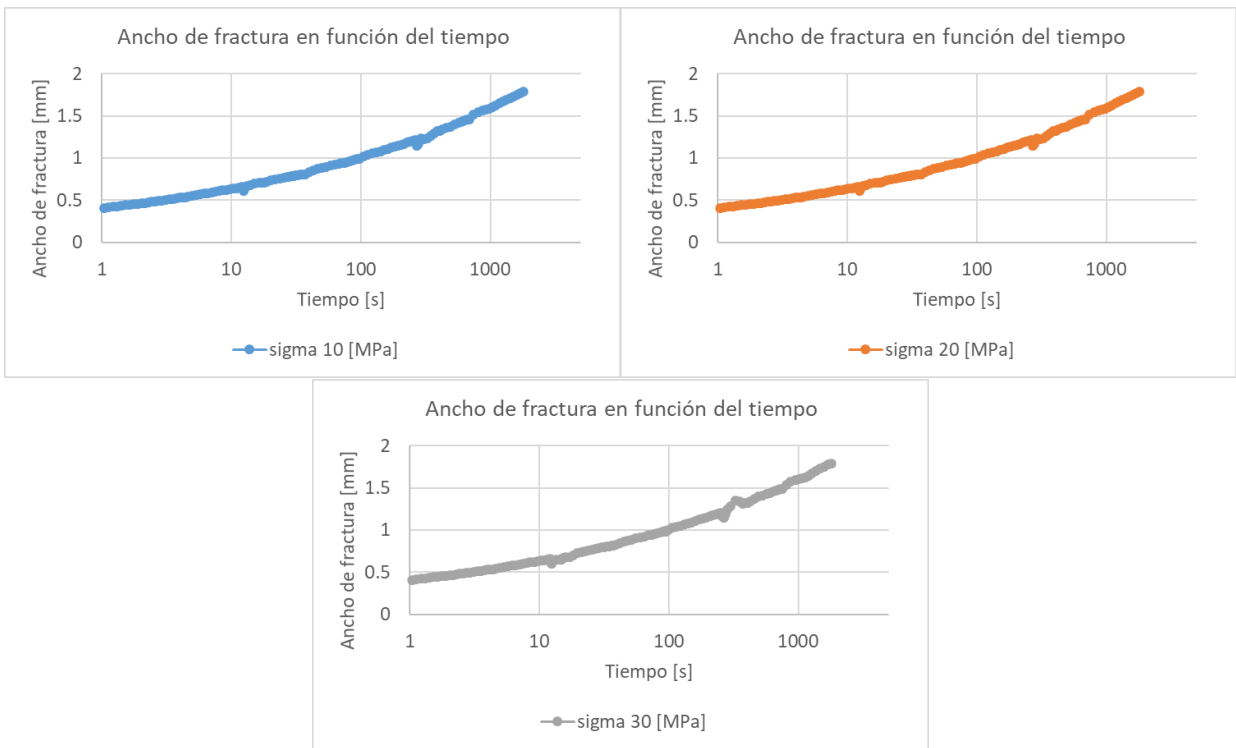


Figura 58: Ancho de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de esfuerzos. Figura 58a (izq.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 10 [MPa]. Figura 58b (der.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 20 [MPa]. Figura 58c (inferior) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 30 [MPa]. (tiempo en escala logarítmica)

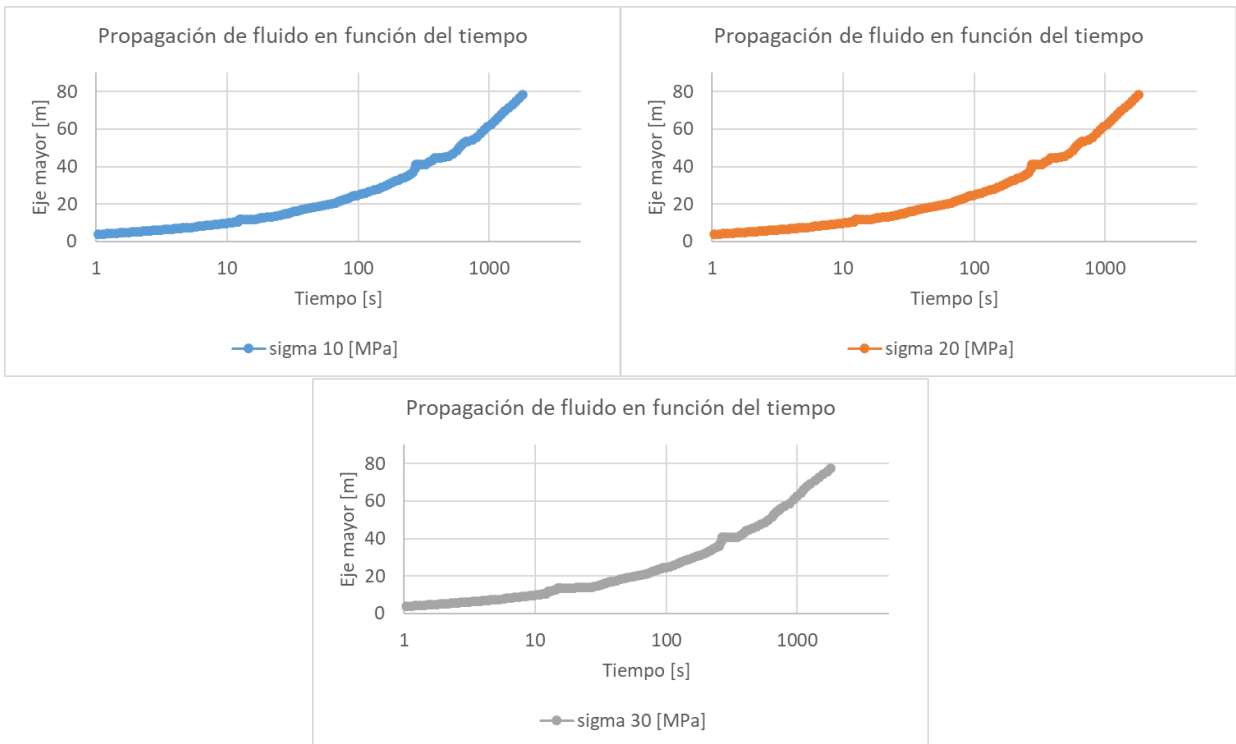


Figura 59: Propagación del eje mayor de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de esfuerzos. Figura 59a (izq.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 10 [MPa]. Figura 59b (der.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 20 [MPa]. Figura 59c (inferior) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 30 [MPa]. (tiempo en escala logarítmica)

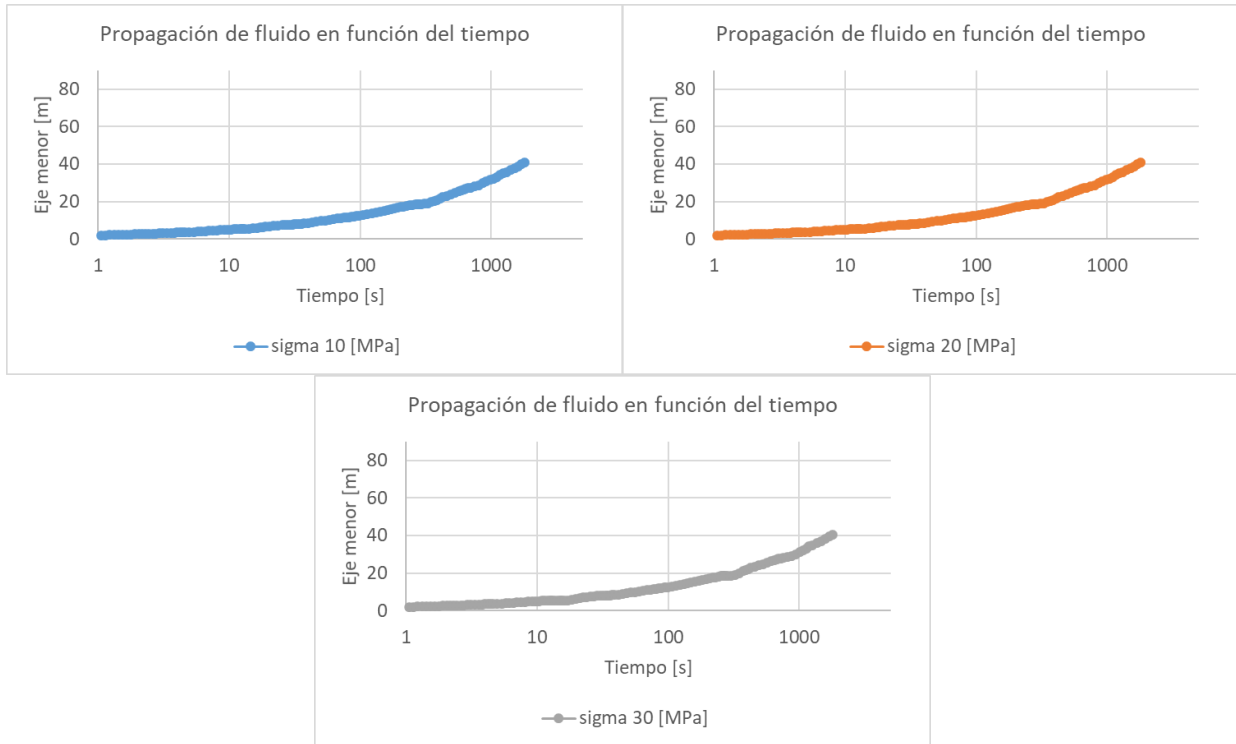


Figura 60: Propagación del eje menor de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de esfuerzos. Figura 60a (izq.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 10 [MPa]. Figura 60b (der.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 20 [MPa]. Figura 60c (inferior) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 30 [MPa]. (tiempo en escala logarítmica)

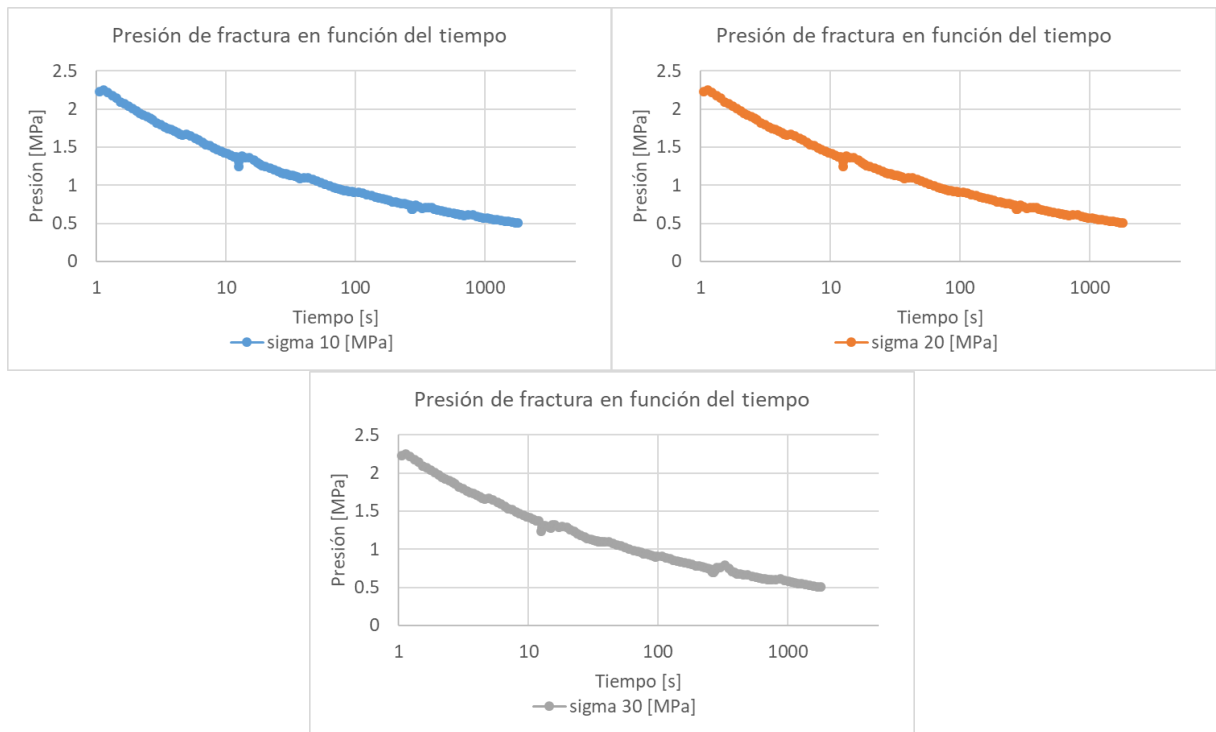


Figura 61: Presión de fractura en función del tiempo para análisis de sensibilidad de esfuerzos. Figura 61a (izq.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 10 [MPa]. Figura 61b (der.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 20 [MPa]. Figura 61c (inferior) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 30 [MPa]. (tiempo en escala logarítmica)

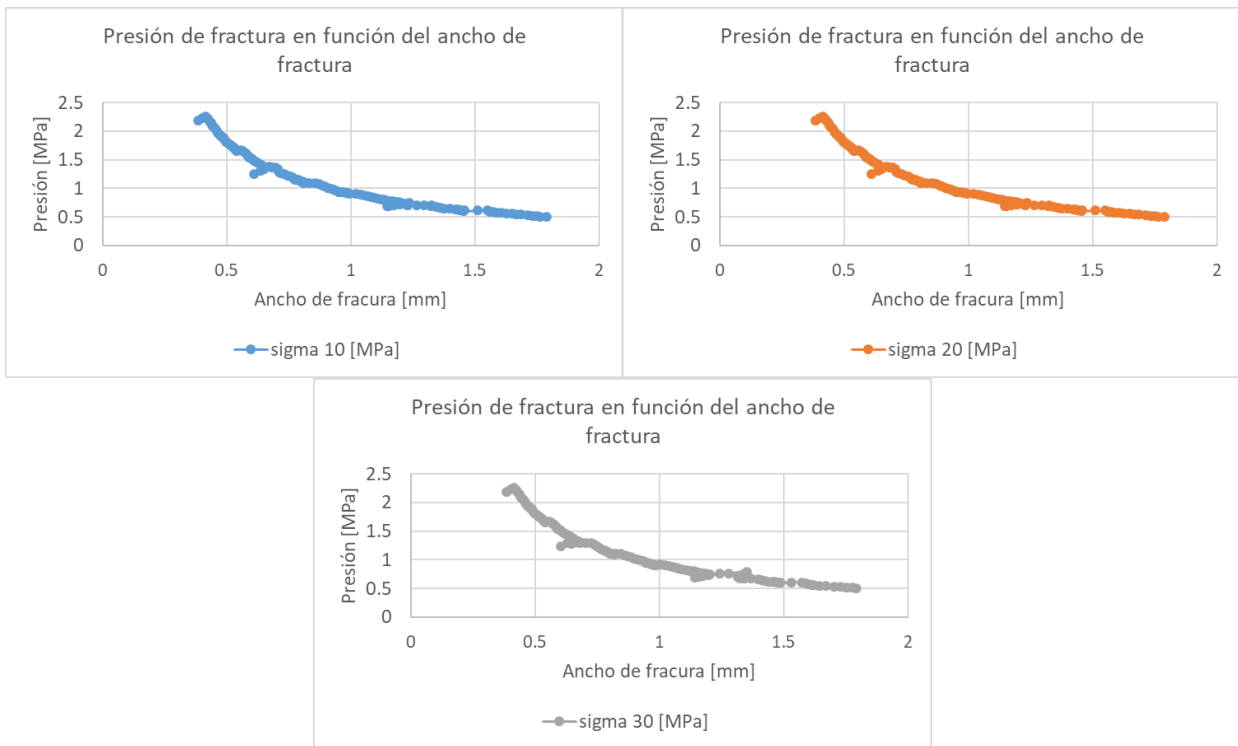


Figura 62: Presión de fractura en función del ancho de fractura para análisis de sensibilidad de esfuerzos. Figura 62a (izq.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 10 [MPa]. Figura 62b (der.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 20 [MPa]. Figura 62c (inferior) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 30 [MPa].

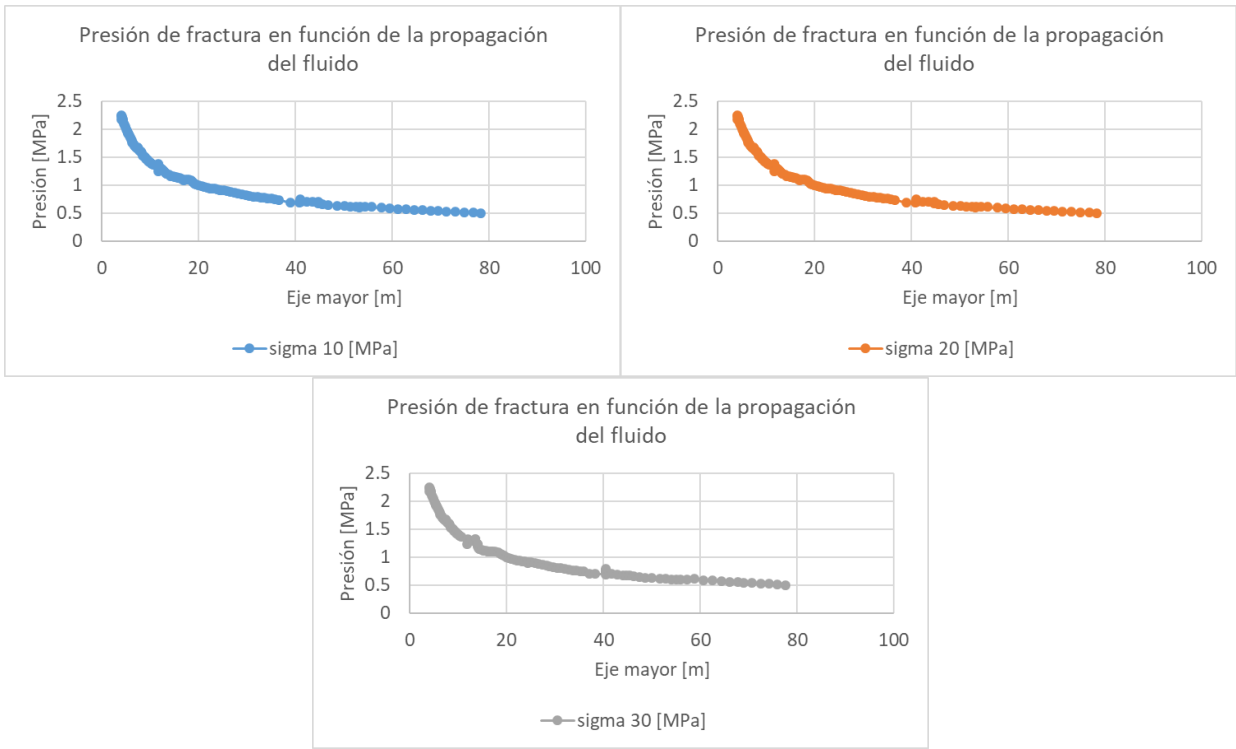


Figura 63: Presión de fractura en función del eje mayor de fractura para análisis de sensibilidad de esfuerzos. Figura 63a (izq.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 10 [MPa]. Figura 63b (der.) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 20 [MPa]. Figura 63c (inferior) corresponde a simulación bajo un esfuerzo normal igual a 30 [MPa].