

Análisis del efecto de la producción en el estado de esfuerzos y deformaciones alrededor de una fractura hidráulica.

Laura Fernanda Prieto León

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniera Civil

Director

Vladimir Ernesto Merchán Jaimes

Ingeniero Civil. PhD.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas

Escuela de Ingeniería Civil

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

A Dios, por darme la fortaleza y la sabiduría y darme la sabiduría necesaria para llevar a cabo esta meta tan importante en mi vida.

A mi mamá, quien con su amor, paciencia y esfuerzo me ha permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer las adversidades porque Dios está conmigo siempre.

A mi abuelita Rosita, a pesar de que no está en este plano terrenal, siempre estuvo pendiente de mí, cuidándome y dándome ánimo.

Agradecimientos

Primero que todo, darle las gracias a Dios, por darme la fortaleza y guiarme en este camino tan importante en mi vida.

A mi mamá y abuela, por brindarme su apoyo incondicional, ser mi motor en todo este camino y estar ahí siempre para mí cuando más lo necesitaba.

Gracias a mi director de proyecto, el Ingeniero Vladimir Merchán, por brindarme esta oportunidad, guiándome y enseñándome de la mejor manera.

A todas las personas que pudieron hacer que este logro fuera posible, en especial a mi mejor amiga Michelle, a mi compañera Alba y a la Escuela de Ingeniería Civil, por ser la responsable de mi formación académica y profesional.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	17
1. Objetivos	18
1.1 Objetivo General	18
1.2 Objetivos Específicos.....	18
2. Metodología	19
2.1 Formulación del modelo	19
2.1.1 Dimensiones de los modelos.....	19
2.1.2 Información disponible previamente	20
2.1.3 Propiedades de los materiales y condiciones mecánicas e hidráulicas	20
2.2 Manejo del software GiD y CodeBright	22
2.2.1 Creación de los modelos geométricos.....	22
2.2.2 Asignación de propiedades, condiciones mecánicas e hidráulicas	23
2.3 Planteamiento de simulaciones numéricas.....	27
2.4 Ejecución de las simulaciones	28
2.4.1 Simulación N°1: Geometría general – Estudio hidráulico.....	29
2.4.2 Simulación N°2: Geometría simplificada – Estudio mecánico + hidráulico	30
2.5 Ejecución de los análisis de sensibilidad	33
2.5.1 Análisis de sensibilidad de la permeabilidad intrínseca del shale – Geometría general.....	33
2.5.2 Análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale – Geometría simplificada	34
2.5.3 Análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena (fractura) – Geometría simplificada	35

3. Análisis de resultados	36
3.1 Resultados del análisis de sensibilidad de la permeabilidad intrínseca del shale – Geometría general.....	39
3.1.1 Presión de líquido en el eje X – eje Y	39
3.2 Resultados del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale – Geometría simplificada.....	44
3.2.1 Desplazamientos en el eje X	44
3.2.2 Presión de líquido en el eje X – eje Y	49
3.3 Análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena (fractura) – Geometría simplificada	52
3.3.1 Desplazamientos en el eje X	52
3.3.2 Presión de líquido en el eje X – eje Y	54
4. Conclusiones	57
Referencias.....	59

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Geometría para el modelo general.</i>	19
Tabla 2 <i>Geometría para el modelo simplificado.</i>	20
Tabla 3 <i>Propiedades de la roca (shale).</i>	20
Tabla 4 <i>Propiedades de la fractura (arena).</i>	21
Tabla 5 <i>Propiedades mecánicas e hidráulicas del modelo.</i>	21
Tabla 6 <i>Valores tomados de permeabilidad intrínseca para realizar el análisis de sensibilidad del shale.</i>	34
Tabla 7 <i>Valores tomados del módulo elástico para realizar el análisis de sensibilidad del shale.</i>	35
Tabla 8 <i>Valores tomados del módulo elástico para realizar el análisis de sensibilidad del agente de sostén (arena).</i>	36
Tabla 9 <i>Coordenadas de estudio para el análisis de sensibilidad de la geometría general.</i>	37
Tabla 10 <i>Coordenadas de estudio para el análisis de sensibilidad de la geometría simplificada.</i>	38
Tabla 11 <i>Valores máximos y mínimos de presión de líquido en el eje X del análisis de sensibilidad de la permeabilidad intrínseca del shale - geometría general.</i>	42
Tabla 12 <i>Valores máximos y mínimos de presión de líquido en el eje Y del análisis de sensibilidad de la permeabilidad intrínseca del shale - geometría general.</i>	42
Tabla 13 <i>Valores máximos y mínimos de los desplazamientos en sentido X del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale – geometría simplificada.</i>	47

Tabla 14	<i>Valores máximos y mínimos de presión de líquido en el eje X del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale - geometría simplificada.</i>	49
Tabla 15	<i>Valores máximos y mínimos de presión de líquido en el eje Y del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale - geometría simplificada.</i>	50
Tabla 16	<i>Valores máximos y mínimos de los desplazamientos en sentido X del análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena – geometría simplificada.....</i>	52
Tabla 17	<i>Valores máximos y mínimos de presión de líquido en el eje X del análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena - geometría simplificada.</i>	55
Tabla 18	<i>Valores máximos y mínimos de presión de líquido en el eje Y del análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena - geometría simplificada.</i>	55

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Modelo geométrico general de la fracción de roca y fractura a estudiar.</i>	23
Figura 2 <i>Modelo geométrico simplificado de la fracción de roca y fractura a estudiar.</i>	23
Figura 3 <i>Modelo geométrico general. Shale de 20 metros de ancho por 120 metros de profundidad. Fractura hidráulica de 100 metros de profundidad.</i>	24
Figura 4 <i>Asignación de materiales en el modelo geométrico general.</i>	24
Figura 5 <i>Modelo geométrico simplificado. Shale de 11 centímetros de ancho por 20 centímetros de profundidad. Fractura hidráulica de 10 centímetros de profundidad.</i>	25
Figura 6 <i>Puntos de aplicación de los esfuerzos horizontales máximos y mínimos, restricciones de movimiento en el modelo geométrico general y simplificado.</i>	26
Figura 7 <i>Puntos de aplicación de la presión de fluido en el modelo geométrico general y simplificado.</i>	27
Figura 8 <i>Presión de líquido en el modelo geométrico general, en condición de equilibrio ($t = 10$ días).</i>	29
Figura 9 <i>Presión de líquido en el modelo geométrico general, para un intervalo de 100 días. ..</i>	30
Figura 10 <i>Desplazamientos horizontales en el modelo geométrico simplificado, en condición de equilibrio ($t = 10$ días).</i>	31
Figura 11 <i>Presión de líquido en el modelo geométrico simplificado, en condición de equilibrio ($t = 10$ días).</i>	32
Figura 12 <i>Presión de líquido en el modelo geométrico simplificado, para un intervalo de 100 días.</i>	32

Figura 13 <i>Desplazamientos horizontales en el modelo geométrico simplificado, para un intervalo de 100 días.</i>	33
Figura 14 <i>Línea de estudio de la geometría general para los análisis de sensibilidad en el sentido X.</i>	37
Figura 15 <i>Línea de estudio de la geometría general para los análisis de sensibilidad en el sentido Y.</i>	38
Figura 16 <i>Línea de estudio de la geometría simplificada para los análisis de sensibilidad en el sentido X.</i>	38
Figura 17 <i>Línea de estudio de la geometría simplificada para los análisis de sensibilidad en el sentido Y.</i>	39
Figura 18 <i>Presión de líquido para el valor de $k = 4.03 \text{ E-11}$ para un $t = 100$ días.</i>	40
Figura 19 <i>Presión de líquido para el valor de $k = 4.03 \text{ E-14}$ para un $t = 100$ días.</i>	40
Figura 20 <i>Presión de líquido para el valor de $k = 4.03 \text{ E-16}$ para un $t = 100$ días.</i>	41
Figura 21 <i>Presión de líquido para el valor de $k = 4.03 \text{ E-18}$ para un $t = 100$ días.</i>	41
Figura 22 <i>Presión de líquido en el eje X del análisis de sensibilidad de la permeabilidad intrínseca del shale - geometría general.</i>	43
Figura 23 <i>Presión de líquido en el eje Y del análisis de sensibilidad de la permeabilidad intrínseca del shale - geometría general.</i>	44
Figura 24 <i>Desplazamientos horizontales con un módulo elástico del shale al 100%, para un $t = 100$ días.</i>	45
Figura 25 <i>Desplazamientos horizontales con un módulo elástico del shale al 75%, para un $t = 100$ días.</i>	45

Figura 26 Desplazamientos horizontales con un módulo elástico del shale al 50%, para un $t = 100$ días.....	46
Figura 27 Desplazamientos verticales con un módulo elástico del shale al 100%, para un $t = 100$ días.....	46
Figura 28 Desplazamientos verticales con un módulo elástico del shale al 50%, para un $t = 100$ días.....	47
Figura 29 Desplazamientos en sentido X del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale - geometría simplificada.....	48
Figura 30 Presión de líquido en el eje X del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale - geometría simplificada.	51
Figura 31 Presión de líquido en el eje Y del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale - geometría simplificada.	51
Figura 32 Desplazamientos en sentido X del análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena - geometría simplificada.	54
Figura 33 Presión de líquido en el eje X del análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena - geometría simplificada.....	56
Figura 34 Presión de líquido en el eje Y del análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena - geometría simplificada.....	57

Glosario

Agente de sostén (Arena): el agente de sostén o apuntalante (proppant en inglés) es un recurso primordial para la estimulación de pozos en reservorios shale o tight. Tiene como función principal generar un camino conductivo abierto que permita el flujo de los recursos energéticos de estos reservorios, manteniendo abiertas las fracturas creadas durante las operaciones de estimulación hidráulica.

La arena de fractura es una arena natural de sílice cristalina (cuarzo) que se procesa a partir de arenisca de gran pureza. En su composición, la arena de fractura difiere ligeramente de otros tipos de arena ya que los granos de sílice de cuarzo son un componente principal de la mayoría de las arenas inter costeras. La diferencia es que otras arenas son una mezcla de varios minerales y tipos de rocas, que son menos duraderas que el cuarzo. Los granos de arena de fractura son únicos por su resistencia al aplastamiento, así como por su forma de gránulo muy redondo. Esto las hace ideales para su uso en el proceso de fractura hidráulica. [1]

Code Bright: Code Bright es un programa del método de elementos finitos (FEM), capaz de realizar análisis termo hidro-mecánicos acoplados (THM) en medios geológicos. Ha sido desarrollado en el Departamento de Ingeniería Civil y Ambiental de la Universidad Politécnica de Cataluña (UPC), funciona combinando con el pre / post procesador GiD, desarrollado por el Centro Internacional de Métodos Numéricos en Ingeniería (CIMNE). [2]

Coefficiente de Poisson: es la fracción de la deformación axial que es transmitida a la dirección radial cuando una fuerza F es aplicada. Debido a que la compresión axial produce una expansión lateral, la razón de Poisson cuenta con un signo negativo; esto se debe a que, en la geomecánica,

la convención de signos indica que la deformación es positiva si se trata de una compresión y es negativa si la deformación es de carácter expansiva.

Por definición, la Razón de Poisson es siempre menor a 0.5, con valores promedio en un rango entre 0.2 y 0.35. Este parámetro es adimensional. [3]

Elasticidad: la mayoría de los materiales tiene una habilidad para resistir y recuperarse de las deformaciones producidas por fuerzas externas. Esta habilidad es llamada elasticidad.

- Teoría de elasticidad lineal: esta teoría plantea la existencia de una relación lineal entre las fuerzas externas y las correspondientes deformaciones que experimenta un cuerpo cuando los cambios en las fuerzas son lo suficientemente pequeños.

La región de validez de esta teoría ocasionalmente es excedida en situaciones prácticas con el fin de facilitar un poco el análisis, en este trabajo se tiene como base esta teoría de elasticidad lineal. [4]

Esfuerzo In-Situ: las formaciones de roca en el subsuelo se encuentran bajo la acción de esfuerzos compresivos y/o de tensión. Estos esfuerzos se denominan in situ y generalmente pueden ser descompuestos en tres componentes llamados esfuerzo vertical o de sobrecarga, horizontal máximo y horizontal mínimo, los cuales son perpendiculares entre sí.

Para el caso del análisis de la sección transversal de un pozo horizontal, se evalúa el esfuerzo vertical, consecuencia de la sobrecarga y el esfuerzo horizontal máximo. [4]

Fractura Hidráulica: es el método empleado por la industria para incrementar la producción de los hidrocarburos procedentes de un pozo perforado previamente hasta las formaciones geológicas que los albergan. También se utiliza en los pozos de geotermia profunda para estimular las formaciones geológicas de baja permeabilidad.

La fracturación hidráulica es un proceso industrial ampliamente probado técnicamente y respetuoso con el medio ambiente. La fracturación hidráulica consiste en inyectar agua con arena y algunos aditivos a presión suficiente como para provocar micro fisuras en la roca y favorecer el flujo del gas natural contenido en ella hacia el pozo productor. Las microfracturas abiertas suelen tener una anchura milimétrica. Finalizada la operación de fracturación se reduce la presión en cabeza de pozo y el gas natural, junto con una parte del fluido inyectado, fluye por las microfracturas hasta el pozo, y por él hasta la superficie, desde donde se distribuye por la red general de gasoductos hasta los puntos de consumo. [5]

GiD: GiD es un pre y post procesador universal, adaptable y fácil de usar para simulaciones numéricas en ciencia e ingeniería. Ha sido diseñado para cubrir todas las necesidades comunes en el campo de las simulaciones numéricas desde el preprocesamiento hasta el post procesamiento. [6]

Permeabilidad: es la propiedad que tiene el suelo de transmitir el agua y el aire y es una de las cualidades más importantes que han de considerarse para la piscicultura. Un estanque construido en suelo impermeable perderá poca agua por filtración. Mientras más permeable sea el suelo, mayor será la filtración.

Algunos suelos son tan permeables y la filtración tan intensa que para construir en ellos cualquier tipo de estanque es preciso aplicar técnicas de construcción especiales. En un volumen de esta colección que aparecerá próximamente se ofrecerá información sobre dichas técnicas. [7]

Producción de petróleo: fase durante la cual se busca extraer el hidrocarburo (petróleo y gas) desde un yacimiento hasta el pozo y de allí a la superficie; donde se separan, tratan, almacenan, miden y transportan para su posterior utilización, la producción forma parte de la cadena de actividades que realiza la industria petrolera.

La producción, también llamada extracción, pasa por tres pasos esenciales:

- Comprobar la existencia de yacimientos de hidrocarburos en una región determinada, mediante la investigación geológica y geofísica, además de la perforación de pozos exploratorios.
- Determinar el área del yacimiento o yacimientos descubiertos por los pozos exploratorios, a través de la perforación de pozos de avanzada, que definirán los límites geográficos del yacimiento, aportando datos valiosos acerca del subsuelo de la región y los fluidos que contienen las rocas.
- Calcular el valor comercial del volumen recuperable de hidrocarburos. Si el estudio económico arroja resultados satisfactorios, se continúa la perforación de pozos de desarrollo y se construyen las instalaciones de superficie. [8]

Shale - Roca madre para extraer petróleo: es una roca detrítica de grano fino, una lutita, con laminación paralela a la estratificación, que no ha sufrido condiciones de metamorfismo. Puede contener hidrocarburos o gas natural, a diferencia del esquisto que sí ha sufrido condiciones de temperatura de entre 250°C y 300°C y ha perdido todo el metano, el principal componente del gas natural.

Shale es una formación que produce hidrocarburos de gran importancia, debido a su capacidad de producir gas y petróleo en mayor proporción que otras formaciones de gas de esquisto. Contiene un porcentaje mucho más alto de carbón. [9]

Resumen

Título: Análisis del efecto de la producción en el estado de esfuerzos y deformaciones alrededor de una fractura hidráulica.*

Autor: Laura Fernanda Prieto León**

Palabras Clave: Software, fractura hidráulica, shale, sensibilidad, permeabilidad, módulo elástico.

Descripción: Este proyecto tiene como propósito evaluar el comportamiento esfuerzo – deformación bajo condiciones de flujo en la vecindad de una fractura hidráulica, en una roca tipo shale. Para ello, se crearon 2 modelos geométricos, uno general y el otro simplificado, con el fin de realizar unas simulaciones numéricas mediante un software, el cual nos proporciona unas soluciones numéricas por medio de solución directa y de elementos finitos. Se implementaron parámetros de los materiales y condiciones mecánicas e hidráulicas previamente obtenidos de estudios previos anteriores. A partir de estos modelos y las simulaciones realizadas, se llevaron a cabo una serie de análisis de sensibilidad, variando parámetros como la permeabilidad intrínseca y los módulos de elasticidad de los dos materiales trabajados en los modelos, la roca tipo shale y el agente de sostén, en este caso, arena. Los resultados de los análisis realizados mostraron que, independientemente de las variaciones realizadas en dichos parámetros, el modelo estudiado tiene la capacidad de mantener constantes sus valores de esfuerzos y deformaciones durante una ventana de tiempo, o por lo menos con variaciones casi imperceptibles, lo cual no afecta la producción en dichos pozos no convencionales.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Ingeniería civil. Director Vladimir Ernesto Merchán Jaimes.

Abstract

Title: Analysis of the effect of production on the stress and strain state around a hydraulic fracture *

Author(s): Laura Fernanda Prieto León **

Key Words: Software, hydraulic fracturing, shale, sensitivity, permeability, elastic modulus.

Description: The purpose of this project is to evaluate the stress-strain behavior under flow conditions in the vicinity of a hydraulic fracture in a shale rock. For this purpose, 2 geometric models were created, one general and the other simplified, to perform numerical simulations using software, which provides us with numerical solutions by means of direct solution and finite elements. Material parameters and mechanical and hydraulic conditions previously obtained from previous studies were implemented. Based on these models and the simulations performed, a series of sensitivity analyses were carried out, varying parameters such as intrinsic permeability and modulus of elasticity of the two materials used in the models, the shale-type rock, and the proppant, in this case, sand. The results of the analysis showed that, regardless of the variations made in these parameters, the model studied can maintain constant values of stresses and strains during a time window, or at least with almost imperceptible variations, which does not affect production in these unconventional wells.

* Degree Work

**Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Ingeniería civil. Director Vladimir Ernesto Merchán Jaimes.

Introducción

La geometría es el estudio de cómo se deforman los suelos y las rocas, hasta terminar a veces en su respectiva falla, en respuesta a los cambios de esfuerzos, presión, temperatura y otros parámetros ambientales.

En los yacimientos no convencionales, las rocas donde se encuentra el hidrocarburo tienen características de alta porosidad y permeabilidad. Además, contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora. Estos se encuentran en condiciones geológicas que hacen que el movimiento del fluido sea muy lento debido a las rocas poco permeables. Por lo tanto, este tipo de yacimiento debe desarrollarse con la técnica de estimulación hidráulica, mediante la cual se realizan fracturas en la roca para liberar el hidrocarburo. Con el fin de incrementar el flujo de hidrocarburo en los yacimientos no convencionales, se realiza un procedimiento denominado estimulación hidráulica.

Actualmente, la ejecución de pozos horizontales para el desarrollo de reservorios no convencionales genera la necesidad de comprender el comportamiento esfuerzo – deformación de estos pozos debido a que representa tres retos fundamentales: 1) Por una parte, se debe asegurar la condición de estabilidad con la dificultad que uno de los esfuerzos actuantes, el esfuerzo horizontal máximo tiene una alta incertidumbre en su determinación. 2) La influencia de la anisotropía de esfuerzos, en la geometría que se presenta en la fractura, la cual estará ligada a las condiciones de producción del reservorio, y por último, 3) Conocer cuál es el efecto de la producción – reducción de la presión del reservorio en el tiempo, en cuando al ancho de la fractura hidráulica.

Por lo anterior, se propone en este proyecto realizar una serie de simulaciones numéricas en 2D (asumiendo condiciones planas de deformación) que permitirán estudiar las diferentes interacciones y principales factores que influyen en el comportamiento del cambio del ancho de la sección transversal de las fracturas que se dan en esta tipología de pozos con el objetivo de resolver los tres retos planteados.

Finalmente, vale la pena mencionar que dentro del análisis se tendrá una atención especial en estudiar la influencia de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo dado que es el parámetro que presenta mayor incertidumbre dentro del cálculo del modelo debido a la ausencia – hasta ahora – de puntos calibradores con determinación directa.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar el comportamiento esfuerzo-deformación bajo condiciones de flujo en la vecindad de una fractura hidráulica, una roca tipo shale.

1.2 Objetivos Específicos

Establecer mediante simulaciones numéricas, la evolución del estado de esfuerzos y deformaciones por efectos de una caudal o flujo durante una ventana de tiempo.

Realizar un análisis de sensibilidad de las principales variables y sus efectos en el comportamiento de la roca.

Evaluar el efecto de las propiedades del agente de sostén (arena) en el comportamiento esfuerzo-deformación de la vecindad de la fractura.

2. Metodología

2.1 Formulación del modelo

Para simular el comportamiento de la roca madre (shale) y del agente de sostén (arena), se utilizó un modelo elástico, lineal e isotrópico.

Fue necesario implementar dos modelos geométricos por cuestiones de capacidad de convergencia del modelo de dimensiones importantes. Las pruebas de simulación arrojaron tiempos de convergencia de al menos un mes por cada simulación. Estos modelos, están compuestos por roca y en ella está incluida la fractura.

En el primer modelo, el cual es hidráulico, se puede visualizar la fracción de roca con la fractura incluida de manera general, y el segundo, el cual es un modelo hidro – mecánico acoplado, es una fracción del modelo general, para facilitar las simulaciones a realizar.

Las características, materiales y condiciones de contorno se definen a continuación:

2.1.1 Dimensiones de los modelos

Al definir las dimensiones del modelo de roca y fractura, se está definiendo la geometría que se va a estudiar y sea más acorde a lo que se encontraría en campo. Las dimensiones tomadas son las siguientes:

Tabla 1

Geometría para el modelo general.

MATERIAL	ANCHO	PROFUNDIDAD
Shale	20 m	120 m
Fractura	1 cm	100 m

Tabla 2

Geometría para el modelo simplificado.

MATERIAL	ANCHO	PROFUNDIDAD
Shale	11 cm	20 cm
Fractura	1 cm	10 cm

2.1.2 Información disponible previamente

Se tuvieron en cuenta conceptos relacionados a la mecánica de rocas, mecánica del medio continuo para comprender las variables requeridas con el fin de establecer un modelo mecánico e hidráulico del subsuelo. Dentro de estos aspectos se adoptaron datos disponibles de propiedades elásticas, condiciones de esfuerzos en el subsuelo y condiciones de presión del fluido en rocas.

2.1.3 Propiedades de los materiales y condiciones mecánicas e hidráulicas

Esta sección aborda las propiedades y condiciones mecánicas e hidráulicas necesarios para visualizar el comportamiento del modelo.

Estas propiedades de los materiales hacen referencia a las características de la roca (shale), como del agente de sostén presente en la fractura (arena), y tienen, para cada uno, un valor diferente.

Tabla 3

Propiedades de la roca (shale).

MATERIAL ROCA (SHALE)	
Módulo de elasticidad	25648.45 MPa
Coefficiente de Poisson	0.24

Tabla 4*Propiedades de la fractura (arena).*

MATERIAL FRACTURA (ARENA)	
Módulo de elasticidad	45160.58 MPa
Coefficiente de Poisson	0.25
Permeabilidad intrínseca	4.03E-3

En el transcurso de este trabajo, las condiciones mecánicas e hidráulicas no reciben ninguna modificación, en cambio, los parámetros de los materiales se modificarán de acuerdo con los análisis de sensibilidad que se realicen.

En la vecindad de la fractura hidráulica, se asigna una condición de flujo o caudal, el cual permanece durante todo el tiempo de estudio, lo cual ayudará a ver la evolución de los esfuerzos y deformaciones alrededor de ella.

Tabla 5*Propiedades mecánicas e hidráulicas del modelo.*

CONDICIONES MECÁNICAS E HIDRÁULICAS	
Esfuerzo horizontal máximo (Sxx)	65.596 MPa
Esfuerzo horizontal mínimo (Syy)	60.452 MPa

Presión de fluido	54.021 MPa
Porosidad shale	0.10
Porosidad fractura (arena)	0.30
Condición de flujo (caudal)	22,744 MPa

2.2 Manejo del software GiD y CodeBright

Para la realización del proyecto es necesario el empleo del software GiD para el modelamiento geométrico, asignación de propiedades y visualización de resultados; y el software Code Bright como procesador para la aplicación del método de elemento finitos.

2.2.1 Creación de los modelos geométricos

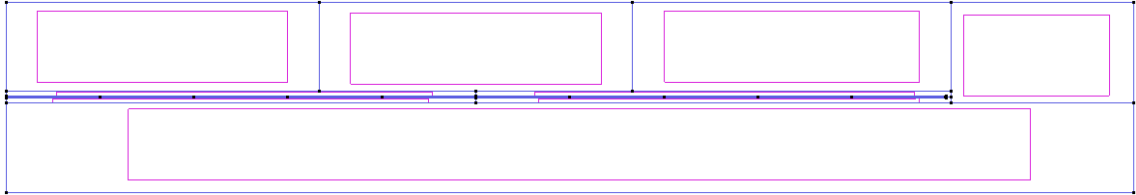
En esta fase se plasmaron las geometrías anteriormente definidas de la zona de estudio, como las dimensiones de ancho y profundidad del perfil de la roca tipo shale, y de la fractura.

Para este proyecto, se plantearon dos geometrías: una, enfocada a una visualización de manera general de la geometría diseñada, y el segundo, tomando una pequeña parte de la fractura con la roca, para facilitar la visualización y cálculos de los respectivos componentes (mecánico e hidráulico).

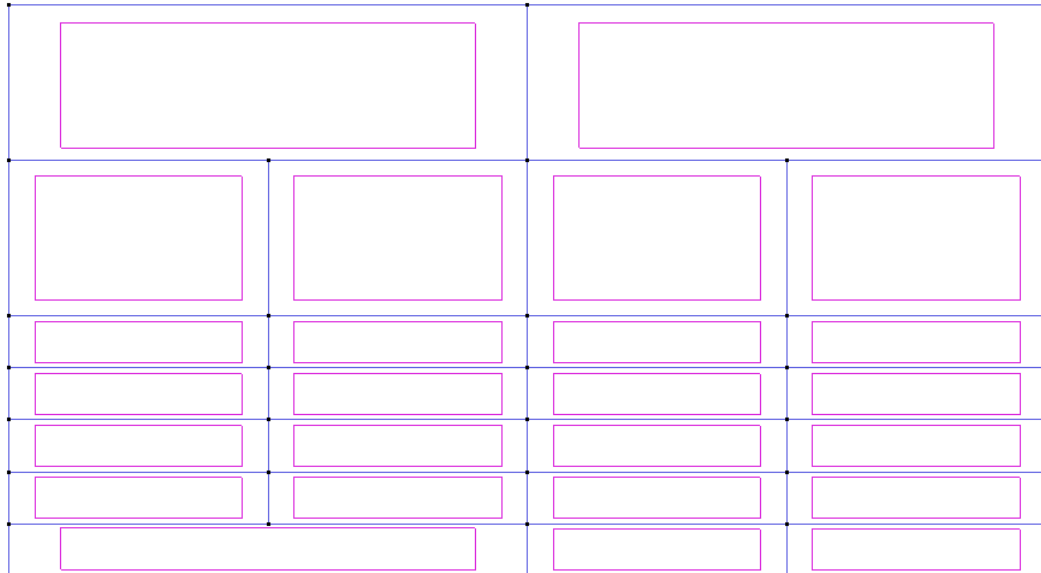
Alrededor de la fractura se realizaron ciertas divisiones, debido a la diferencia en ancho de esta en relación con el shale. Como complemento, dichas geometrías fueron divididas en secciones cuadradas y rectangulares, para facilitar la lectura e identificación de la geometría en el software, como se presentan en las siguientes figuras.

Figura 1

Modelo geométrico general de la fracción de roca y fractura a estudiar.

**Figura 2**

Modelo geométrico simplificado de la fracción de roca y fractura a estudiar.



Durante todo el análisis, se mantuvo constante tanto el ancho de perfil de la fractura, como de la Proción de roca que se tomó.

2.2.2 Asignación de propiedades, condiciones mecánicas e hidráulicas

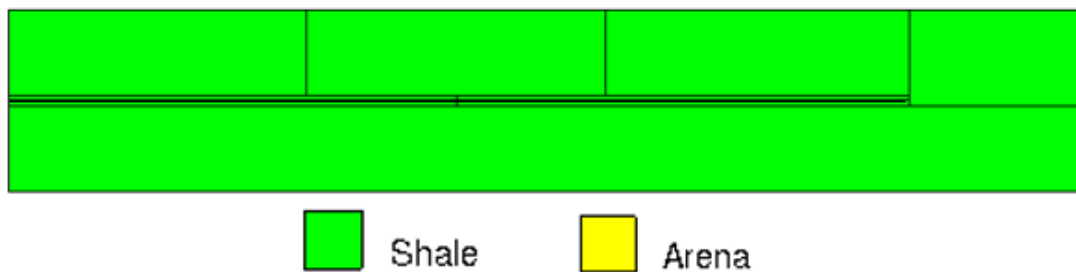
Teniendo ya en claro la geometría a emplear, propiedades y condiciones de frontera, se procede a asignarlos en la geometría creada en el software.

Al crear las subdivisiones en la geometría se le asigna a cada uno el material que le corresponde, los cuales están representados con color verde la roca (shale) y con color amarillo, el agente de sostén, presente en la fractura.

Figura 3

Modelo geométrico general. Shale de 20 metros de ancho por 120 metros de profundidad.

Fractura hidráulica de 100 metros de profundidad.

**Figura 4**

Asignación de materiales en el modelo geométrico general.

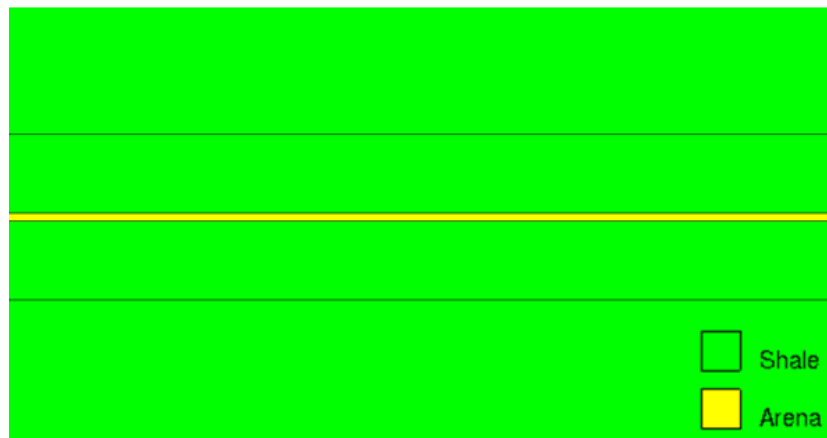
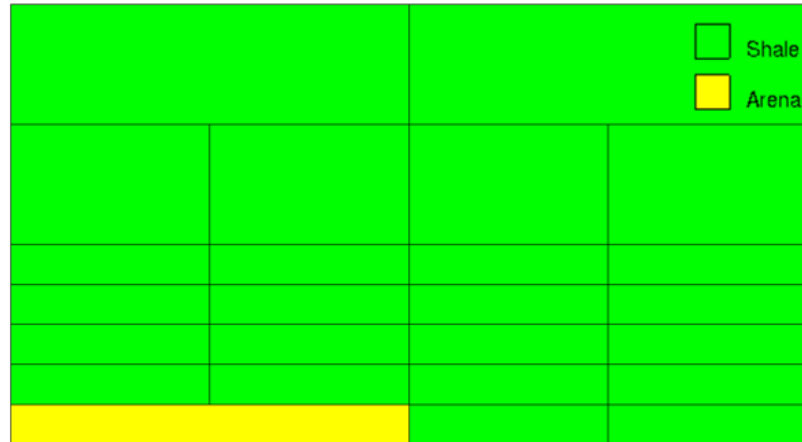


Figura 5

Modelo geométrico simplificado. Shale de 11 centímetros de ancho por 20 centímetros de profundidad. Fractura hidráulica de 10 centímetros de profundidad.

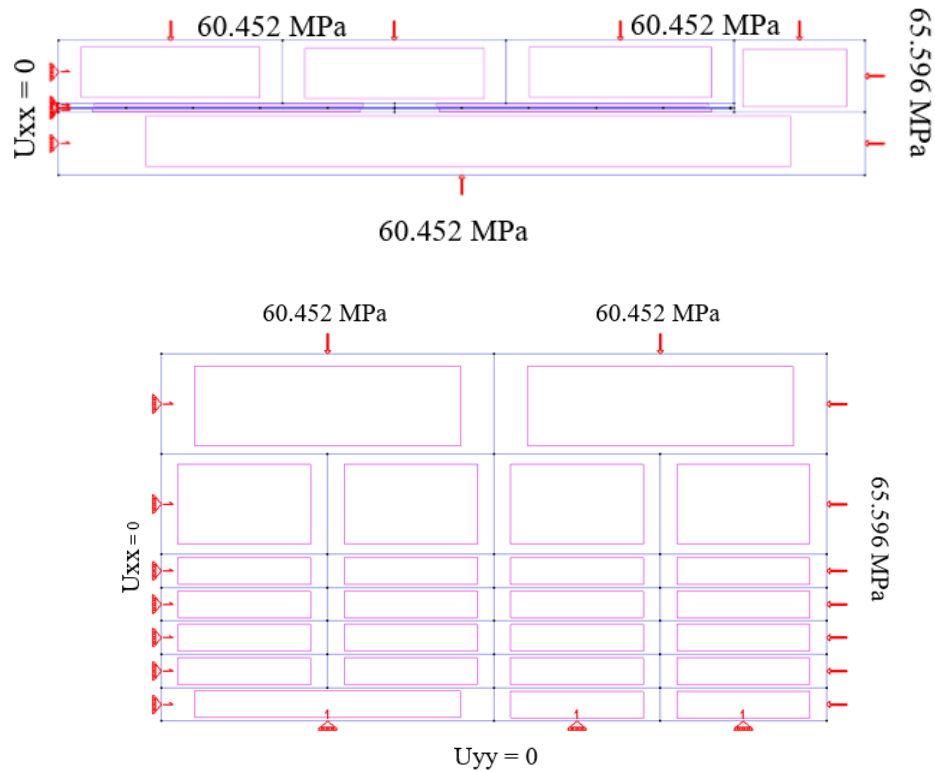


Adicionalmente, se debe tener absoluta claridad de que propiedades y condiciones lleva cada material y cada modelo geométrico en cuestión, como la ubicación de cada uno de ellos, debido a que algunas son condiciones de frontera, tales como restricciones de movimiento en el eje y, el cual se plantea como el inicio del modelo geométrico, aplicación de la presión de fluido y que zonas del modelo geométrico son para cada material.

En la Figura 6, se pueden observar las condiciones de frontera desde el punto de vista mecánico para los dos modelos geométricos analizados. La base del modelo se restringe en desplazamiento en dirección “y” y del lado izquierdo del modelo, la restricción de desplazamientos es en dirección del eje “x”. En la misma Figura 6, se pueden observar los esfuerzos horizontales colocados en la frontera del modelo.

Figura 6

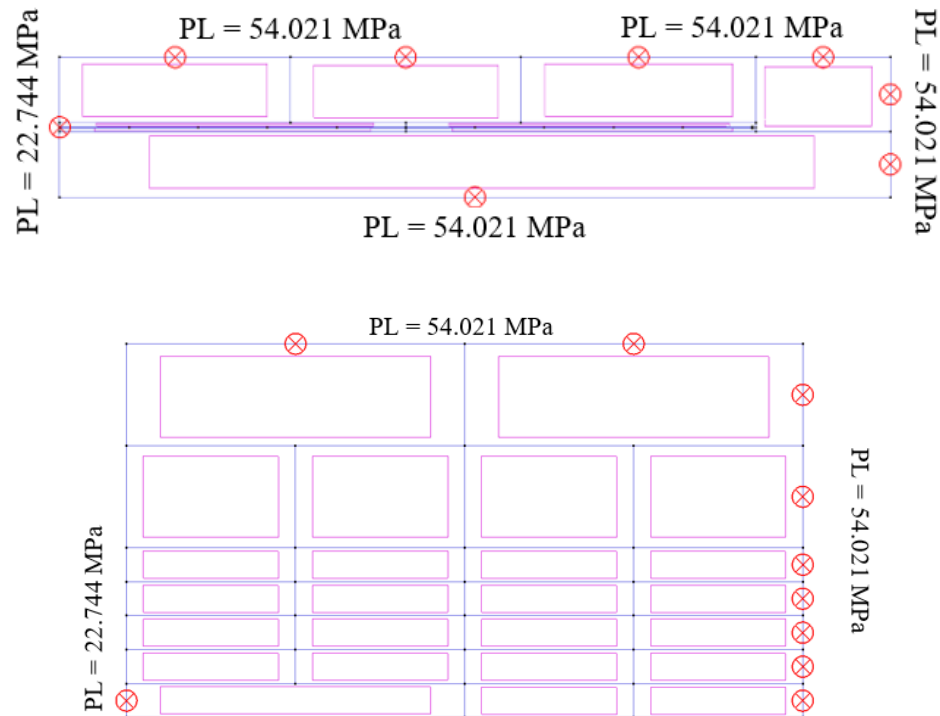
Puntos de aplicación de los esfuerzos horizontales máximos y mínimos, restricciones de movimiento en el modelo geométrico general y simplificado.



En la Figura 7, se pueden observar los puntos de aplicación de la presión de líquido, distribuidos de manera equitativa, alrededor de toda la frontera de la roca, y en la vecindad de la fractura.

Figura 7

Puntos de aplicación de la presión de fluido en el modelo geométrico general y simplificado.



2.3 Planteamiento de simulaciones numéricas

Con base a los dos modelos geométricos planteados, el programa desarrolló la respectiva malla de elementos finitos alrededor de la fractura, según la geometría a su alrededor, es decir, a mayor longitud de ancho y profundidad, mayor serán el número de nodos y elementos generados por el programa.

Esta malla de elementos finitos tiene como finalidad discretizar el medio continuo analizado en elementos geométricos unidos por nodos, logrando así que un problema complejo

de variables desconocidas y geometría de gran magnitud se logre reducir a variables mucho más sencillas y trabajables.

De dichas subdivisiones se generan unos nodos, lo que hacen que sea posible la unión de las formas triangulares generadas en la malla.

2.4 Ejecución de las simulaciones

Luego del planteamiento del modelo y el ingreso de datos, se procede a ejecutar el programa GiD-Code Bright, esperando obtener resultados de deformación por efectos de la competencia entre propiedades mecánicas, el estado de esfuerzos del macizo rocoso y el cambio en la sección transversal (ancho) de la fractura.

Si el modelo es puramente hidráulico, la respuesta del modelo está fundamentalmente asociada a la presión de agua y el caudal.

Por otra parte, para la simulación hidromecánica, adicionalmente a los parámetros de flujo se tienen los desplazamientos y esfuerzos principalmente como resultados del análisis.

Para generar de forma correcta los resultados de simulación, cuando se utiliza el Code_Bright es necesario establecer un primer intervalo de tiempo, en este caso, de 10 días, donde el programa toma las condiciones iniciales y se equilibra su condición de esfuerzos, deformaciones y presiones de fluido en condición inicial. En este caso que no se aplica la condición gravitacional, se debe equilibrar la competencia entre esfuerzos horizontales y la presión del fluido tanto en la roca como en la fractura llena de arena.

Al tener definido la ventana de tiempo en la cual se va a realizar la simulación, se procede a especificar el tipo de estudio que se quiere realizar, ya sea hidráulico o mecánico + hidráulico.

2.4.1 Simulación N°1: Geometría general – Estudio hidráulico

La primera simulación, se efectúa para el modelo geométrico general de la fractura, utilizando un tipo de estudio hidráulico, en el cual, con las propiedades y condiciones ya asignadas, y especificando que este estudio se realiza en el primer intervalo de tiempo de 10 días (Figura 8), donde el modelo de simulación muestra que todo el dominio tiene prácticamente la misma presión poral (54MPa), incluida la fractura. Se procede a correr el programa para obtener cómo se comporta la presión de agua alrededor de toda la fractura hidráulica planteada.

Esta simulación se realiza con el fin de determinar cómo afecta la presión de líquido al ancho de la fractura luego de transcurrido el tiempo estipulado, obteniendo, que el valor mínimo de presión de líquido se presenta alrededor de la fractura, y los valores máximos, se presentan en las fronteras del macizo rocoso.

Figura 8

Presión de líquido en el modelo geométrico general, en condición de equilibrio ($t = 10$ días).

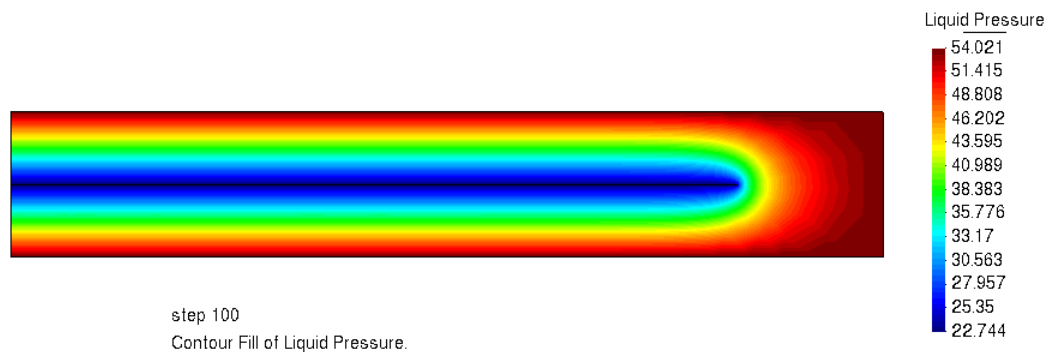


Posteriormente, se desea ver el comportamiento de la presión de líquido en un intervalo de tiempo más amplio, por lo que se creó un intervalo 2 (conservando los resultados obtenidos en el intervalo 1), el cual va desde los 10 días hasta un tiempo máximo de 100 días.

Para este intervalo de tiempo también se utilizó el tipo de estudio hidráulico, donde se observa un cambio de comportamiento respecto al intervalo 1, debido a que en la frontera izquierda de la fractura se aplica una presión de líquido de 22.744 MPa, por lo que se visualiza los valores mínimos de presión de líquido se mantienen alrededor de la fractura, y los máximos, en los extremos de la roca.

Figura 9

Presión de líquido en el modelo geométrico general, para un intervalo de 100 días.



2.4.2 Simulación N°2: Geometría simplificada – Estudio mecánico + hidráulico

La segunda simulación se propuso, ya que la geometría del primer modelo es de gran tamaño, y supera la capacidad del software para realizar el tipo de estudio mecánico + hidráulico, por lo que fue necesario tomar una fracción de la geometría grande, para trabajar dicho tipo de estudio.

Esta fracción de modelo se tomó, ya que se pudo observar que, durante la profundidad de la fractura, los valores de la presión de flujo se mantienen constantes.

Se procede a aplicar el mismo procedimiento de la simulación N°1, asignado primero el intervalo de tiempo 1, que corresponde el tiempo de 10 días, pero ahora se emplea el tipo de estudio hidromecánico, en el cual, además de los valores de presión de líquido, también va a ser posible obtener resultados y gráficos de los desplazamientos horizontales presentes en la roca y en la fractura, los cuales, como se puede observar en las figuras, durante este transcurso de tiempo, sufre variaciones muy mínimas, presentando por decir así, los valores mayores en la parte izquierda del modelo geométrico, y disminuyendo su valor a medida que se va alejando de este límite, pero como estos desplazamientos son extremadamente pequeños, se puede decir que permanece constante.

Se obtienen gráficos de ambos factores.

Figura 10

Desplazamientos horizontales en el modelo geométrico simplificado, en condición de equilibrio ($t = 10$ días).

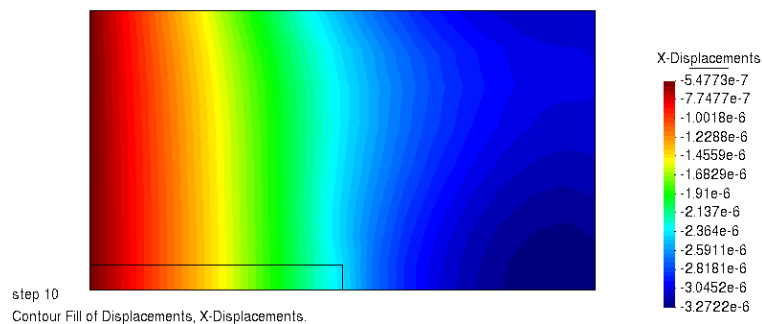
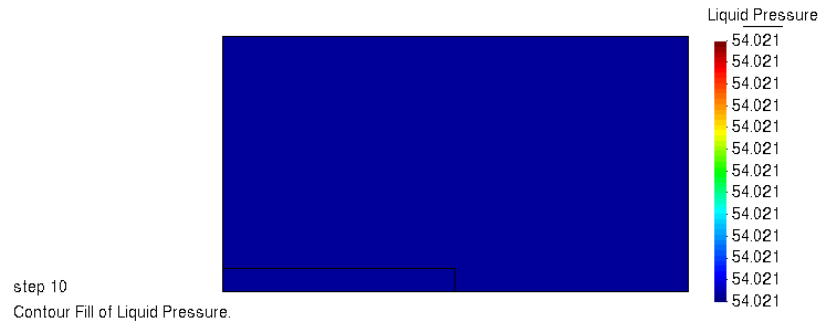


Figura 11

Presión de líquido en el modelo geométrico simplificado, en condición de equilibrio ($t = 10$ días).



El procedimiento anterior se realizó, ahora teniendo en cuenta el intervalo 2, el cual va desde los 10 días hasta un tiempo máximo de 100 días.

Para este intervalo de tiempo también se utilizó el tipo de estudio mecánico + hidráulico, donde se observa el mismo comportamiento de la presión de líquido que en el intervalo 1, los valores mínimos se mantienen alrededor de la fractura, y los máximos, en los extremos de la roca.

Figura 12

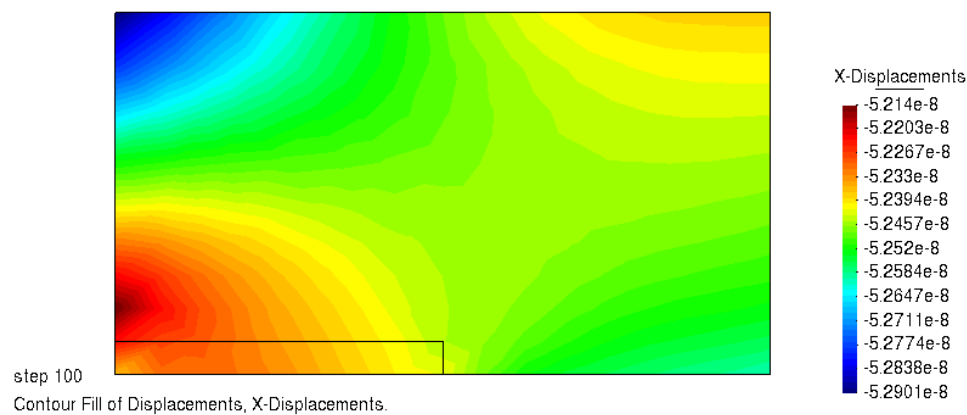
Presión de líquido en el modelo geométrico simplificado, para un intervalo de 100 días.



Por efectos del flujo, el campo de desplazamientos no presenta variaciones importantes, por lo tanto, realizar las simulaciones globales, desde un punto de vista hidráulico exclusivamente no representan un error importante en los resultados del modelo.

Figura 13

Desplazamientos horizontales en el modelo geométrico simplificado, para un intervalo de 100 días.



2.5 Ejecución de los análisis de sensibilidad

En esta fase, ya con todos los modelos geométricos simulados en los dos intervalos de tiempo establecidos, se procede a realizar los análisis de sensibilidad, lo cual nos indicará que tal se comporta la fractura al efectuar ciertos cambios en algunas propiedades de los materiales, los cuales se especifican a continuación.

2.5.1 Análisis de sensibilidad de la permeabilidad intrínseca del shale – Geometría general

A partir del modelo geométrico general planteado anteriormente, se realizó el análisis de sensibilidad de la permeabilidad del macizo rocoso, manteniendo los valores base del material del agente de sostén (fractura) y variando estos valores por datos más pequeños con respecto al base planteado, por lo tanto, la idea es simular la influencia de una conductividad hidráulica equivalente del macizo rocoso y su interacción con una fractura hidráulica.

Para esto se hizo de nuevo la simulación, con el intervalo de tiempo 2, para cada permeabilidad y aplicando el tipo de estudio hidráulico.

Tabla 6

Valores tomados de permeabilidad intrínseca para realizar el análisis de sensibilidad del shale.

VALORES DE PERMEABILIDAD INTRÍNSECA PARA LA ROCA	
k0	4.03E-11
k1	4.03E-14
k2	4.03E-16
k3	4.03E-18

Durante este proceso de disminución del valor de la permeabilidad intrínseca, se analizaron los valores de presión de líquido, los cuales se generaban en el perfil de roca, teniendo en cuenta dicha disminución de permeabilidad, y así poder determinar si esto afecta de manera considerable el ancho de la fractura presente en la roca.

Este estudio de la afectación en la presión de fluido sobre la fractura se revisa tanto para el eje x como en el eje y.

2.5.2 Análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale – Geometría simplificada

A partir del modelo geométrico simplificado planteado anteriormente, se ejecuta el análisis de sensibilidad, pero ahora para el módulo elástico del macizo rocoso (shale), tomando el valor de permeabilidad intrínseca más bajo manejado para el análisis anterior de este mismo

material, manteniendo los valores base del material del agente de sostén (fractura) y variando estos valores por datos más pequeños con respecto al base planteado.

Para el desarrollo de este análisis, se hizo de nuevo la simulación implementando con el intervalo de tiempo 2, para cada nuevo valor del módulo elástico, aplicando el tipo de estudio mecánico + hidráulico.

Esta variación está representada en la disminución del valor del módulo elástico, trabajando unos valores al 100%, 75%, y 50% del valor inicial.

Tabla 7

Valores tomados del módulo elástico para realizar el análisis de sensibilidad del shale.

VALORES DE MÓDULO ELÁSTICO DEL SHALE	
100%	25648,45 MPa
75%	19236,34 MPa
50%	12824,23 MPa

Se miran los desplazamientos en x y la presión de líquido tanto en x como en y, para cada uno de los valores del módulo elástico.

2.5.3 Análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena (fractura) – Geometría simplificada

Con el modelo geométrico simplificado, se realiza el análisis de sensibilidad para el módulo elástico del agente de sostén presente en la fractura (arena), manteniendo el valor más bajo de permeabilidad intrínseca de a roca (shale) y su valor base del módulo elástico.

Durante el proceso de este análisis de sensibilidad, se corrió la simulación con el intervalo 2, para cada nuevo valor del módulo, utilizando, como el análisis anterior, el tipo de estudio mecánico + hidráulico.

Esta variación está representada en la disminución del valor del módulo elástico, trabajado unos valores al 100%, 75%, 50% y 25% del valor inicial.

Tabla 8

Valores tomados del módulo elástico para realizar el análisis de sensibilidad del agente de sostén (arena).

VALORES DE MÓDULO ELÁSTICO DEL AGENTE DE SOSTÉN (ARENA)	
100%	45160,58 MPa
75%	33870,43 MPa
50%	22580,29 MPa
25%	11290,15 MPa

Se miran los desplazamientos en x y la presión de líquido tanto en x como en y, para cada uno de los porcentajes.

3. Análisis de resultados

Todos los análisis de sensibilidad se realizaron con la intención de establecer cómo afectaba en el comportamiento, tanto de la roca como del material presente en la fractura (en este caso, arena), el efectuar algunas modificaciones en algunos parámetros, como la permeabilidad

intrínseca, especialmente del shale, y la disminución de los valores del módulo elástico del shale y la arena.

Para visualizar de una manera más efectiva y precisa los valores obtenidos de los desplazamientos en el eje x, como de la presión de líquido en ambos sentidos (eje X y eje Y), se ingresaron las coordenadas de los puntos de interés de estudio, los cuales, para el eje X, van desde la mitad de la parte izquierda del límite de la fractura, hasta el límite establecido para el macizo rocoso (shale), como en las figuras 14 y 16, para el eje Y, van desde la mitad de la parte inferior de la fractura, hasta el límite superior de la roca como se pueden observar en las figuras 15 y 17.

Los puntos tomados para el desarrollo de los análisis en la geometría general se presentan en la tabla 9.

Tabla 9

Coordenadas de estudio para el análisis de sensibilidad de la geometría general.

COORDENADAS DE ESTUDIO – GEOMETRÍA GENERAL		
Eje	INICIO	FIN
Sentido X	(50,10.005)	(120,10.005)
Sentido Y	(50,1)	(50,20.01)

Figura 14

Línea de estudio de la geometría general para los análisis de sensibilidad en el sentido X.

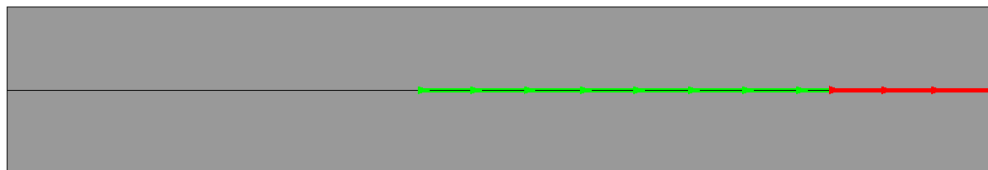
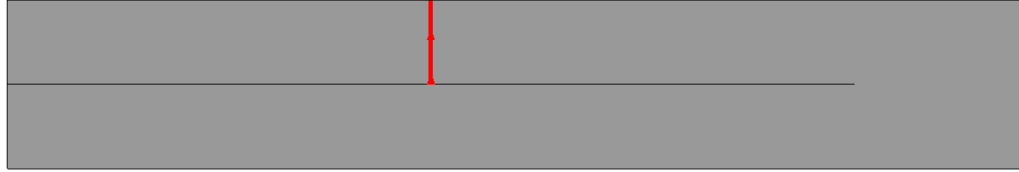


Figura 15

Línea de estudio de la geometría general para los análisis de sensibilidad en el sentido Y.



Los puntos tomados para el desarrollo de los análisis en la geometría simplificada se presentan en la tabla 10.

Tabla 10

Coordenadas de estudio para el análisis de sensibilidad de la geometría simplificada.

COORDENADAS DE ESTUDIO – GEOMETRÍA SIMPLIFICADA		
Eje	INICIO	FIN
Sentido X	(0,0.005)	(0.20,0.005)
Sentido Y	(0.05,0)	(0.05,0.11)

Figura 16

Línea de estudio de la geometría simplificada para los análisis de sensibilidad en el sentido X.

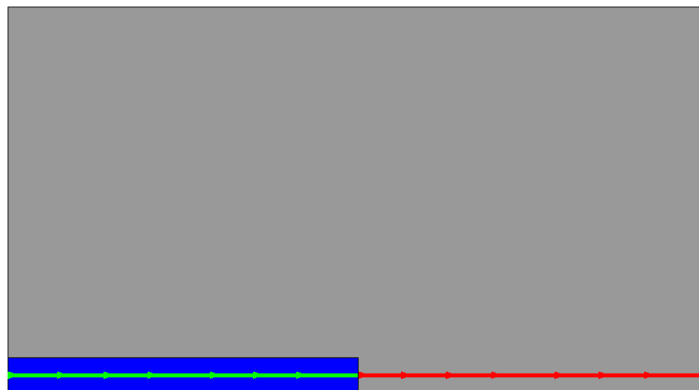
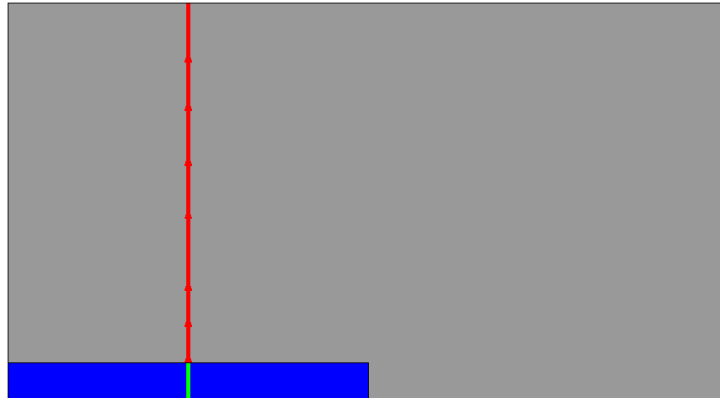


Figura 17

Línea de estudio de la geometría simplificada para los análisis de sensibilidad en el sentido

Y.



3.1 Resultados del análisis de sensibilidad de la permeabilidad intrínseca del shale –

Geometría general

Teniendo en cuenta que se modificaron los valores de la permeabilidad intrínseca de la roca (shale) y se dejó constante la conductividad hidráulica de la fractura ($K = 4.03 \text{ E-}03$), se realizaron los siguientes análisis.

3.1.1 Presión de líquido en el eje X – eje Y

Directamente en el software GiD, con el complemento de Code Bright, se extrajeron de cada análisis de sensibilidad realizado, los datos para visualizar las gráficas de comportamiento de la presión de líquido, así como los valores máximos y mínimos para cada uno.

Para los modelos simplificados con el intervalo de $t=100$ días, se obtuvieron unos gráficos de colores de la presión de líquido para las diferentes permeabilidades intrínsecas del shale, valores especificados en la tabla 6.

Figura 18

Presión de líquido para el valor de $k = 4.03 \text{ E-}11$ para un $t = 100$ días.

**Figura 19**

Presión de líquido para el valor de $k = 4.03 \text{ E-}14$ para un $t = 100$ días.

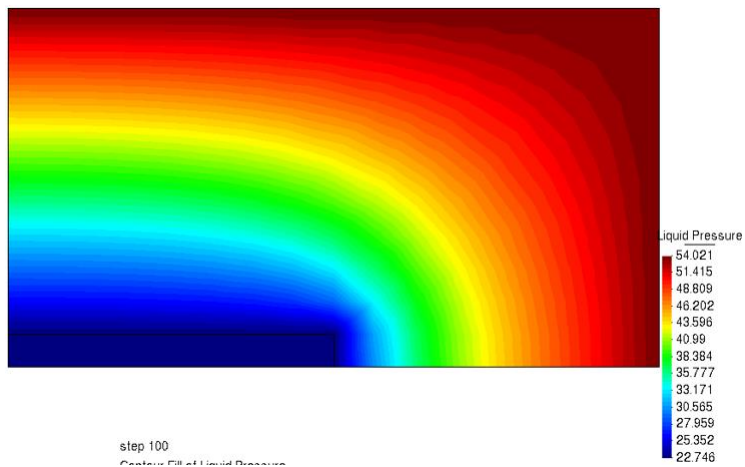
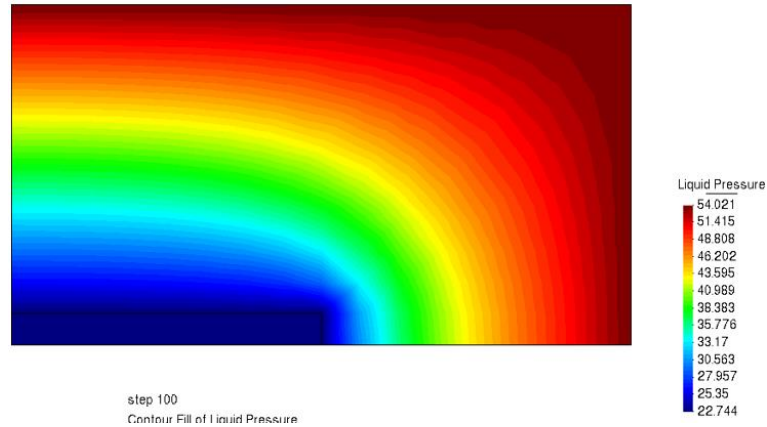
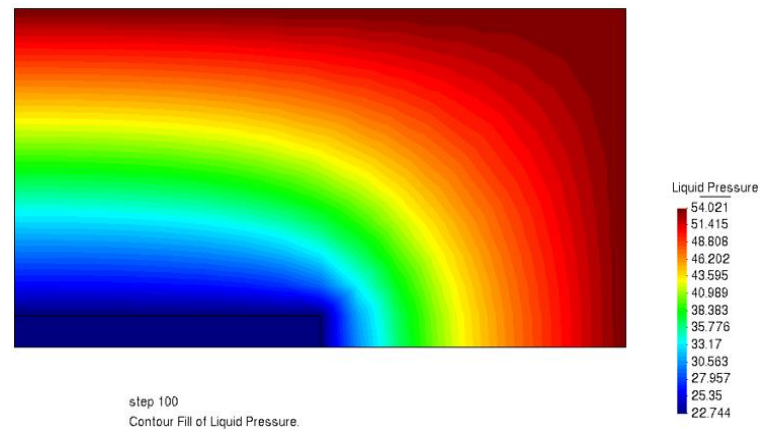


Figura 20

Presión de líquido para el valor de $k = 4.03 \text{ E-16}$ para un $t = 100$ días.

**Figura 21**

Presión de líquido para el valor de $k = 4.03 \text{ E-18}$ para un $t = 100$ días.



En las tablas 11 y 12, se presentan los valores máximos y mínimos, para el eje X y para el eje Y, obtenidos luego de realizadas la simulaciones con cada uno de los nuevos valores de permeabilidad intrínseca, donde se puede observar que, con el valor base tomado para la permeabilidad, el modelo geométrico se comporta muy bien, ya que la variación de presión entre la fractura y la roca es muy pequeño, mientras que, para los valores más bajos de esta condición, el modelo se comporta de manera similar en los 3 casos, por lo que se puede deducir que, a

menor valor de la permeabilidad, la roca y fractura conservarán los valores de presión asignados y presentes en cada una, se comporta de manera estable en el transcurso del tiempo.

Tabla 11

Valores máximos y mínimos de presión de líquido en el eje X del análisis de sensibilidad de la permeabilidad intrínseca del shale - geometría general.

PRESIÓN DE LÍQUIDO EN EL EJE X - GEOMETRÍA GENERAL		
Permeabilidad	Mínimo (MPa)	Máximo (MPa)
k1 = 4,03E-11	52,536	54,018
k2 = 4,03E-14	22,746	54,021
k3 = 4,03E-16	22,744	54,021
k4 = 4,03E-18	22,744	54,021

Tabla 12

Valores máximos y mínimos de presión de líquido en el eje Y del análisis de sensibilidad de la permeabilidad intrínseca del shale - geometría general.

PRESIÓN DE LÍQUIDO EN EL EJE Y - GEOMETRÍA GENERAL		
Permeabilidad	Mínimo (MPa)	Máximo (MPa)
k1 = 4,03E-11	52,535	54,015
k2 = 4,03E-14	22,746	54,021
k3 = 4,03E-16	22,744	54,021
k4 = 4,03E-18	22,744	54,021

En las figuras 22 y 23, se observan las curvas de cambio de presión de líquido a lo largo de la línea de estudio que se tomaron para dichos análisis. Cada curva posee 2 colores: el primero, representa los valores del material de la fractura (arena) y el segundo color simboliza los valores para cada punto de estudio en el macizo rocoso, como se representan en las figuras 14 y 15.

En las figuras 22 y 23, se observa una línea continua, sin cambio de color, debido a que el ancho de la fractura es tan pequeño comparado con las medidas de la roca, lo cual lo hace difícil de diferenciar.

Solo se pueden visualizar 2 curvas, debido a que las curvas que representan los valores de permeabilidad más bajos, están casi superpuestas, debido a que entre ellas hay cambios muy mínimos, casi imperceptibles. La gráfica de la parte superior, es la del valor base tomado para la permeabilidad, en este caso, el valor de k_1 .

Figura 22

Presión de líquido en el eje X del análisis de sensibilidad de la permeabilidad intrínseca del shale - geometría general.

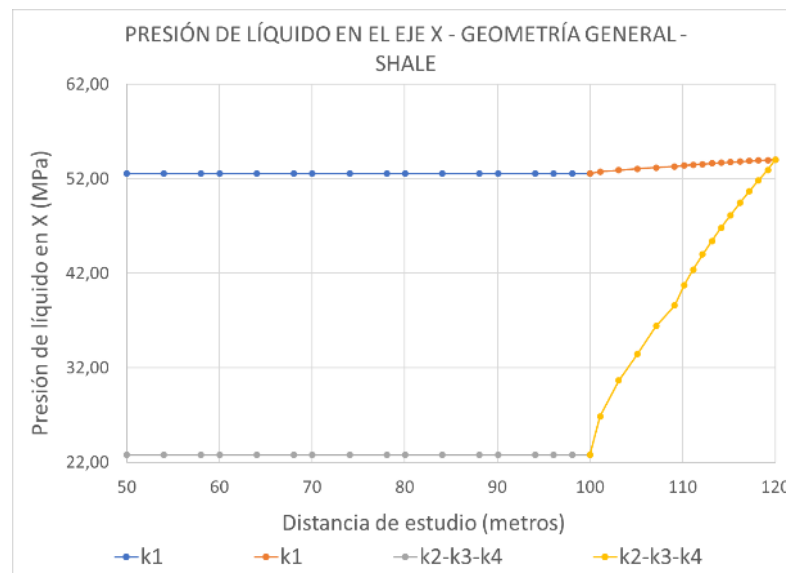
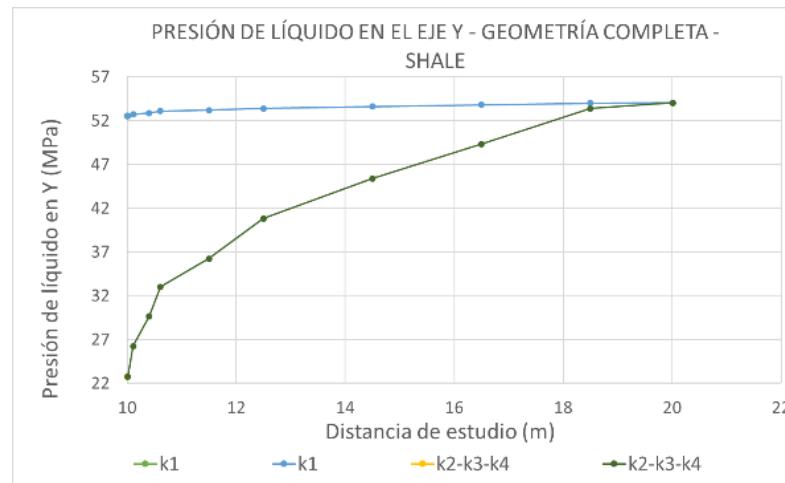


Figura 23

Presión de líquido en el eje Y del análisis de sensibilidad de la permeabilidad intrínseca del shale - geometría general.



3.2 Resultados del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale – Geometría simplificada

Para realizar el análisis hidromecánico acoplado y en particular, para analizar la influencia del módulo elástico, se realizaron una serie de análisis variando dicho módulo desde un valor de referencia máximo hasta un 25% del valor de referencia. Vale la pena mencionar para que valor de K shale se realizaron estos análisis.

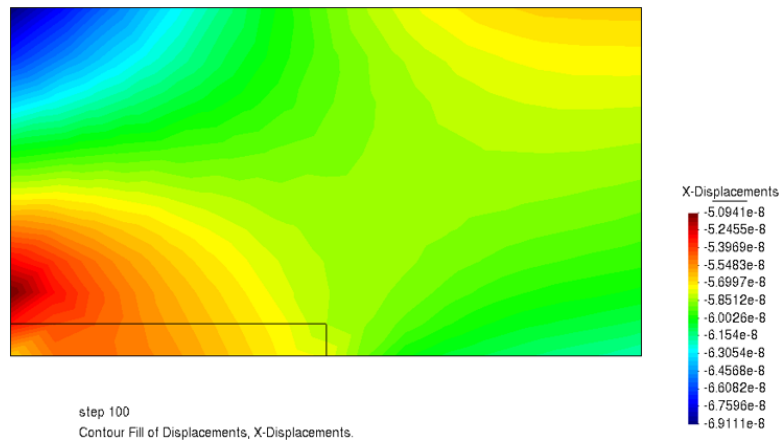
3.2.1 Desplazamientos en el eje X

Después de efectuados los análisis, se extrajeron de cada uno los datos para visualizar las gráficas de comportamiento de los desplazamientos en el sentido X, así como los valores máximos y mínimos para cada uno.

Para los modelos simplificados con el intervalo de $t=100$ días, se obtuvieron unos gráficos de colores de los desplazamientos horizontales para los diferentes valores de módulo elástico del shale, valores especificados en la tabla 7.

Figura 24

Desplazamientos horizontales con un módulo elástico del shale al 100%, para un $t = 100$ días.

**Figura 25**

Desplazamientos horizontales con un módulo elástico del shale al 75%, para un $t = 100$ días.

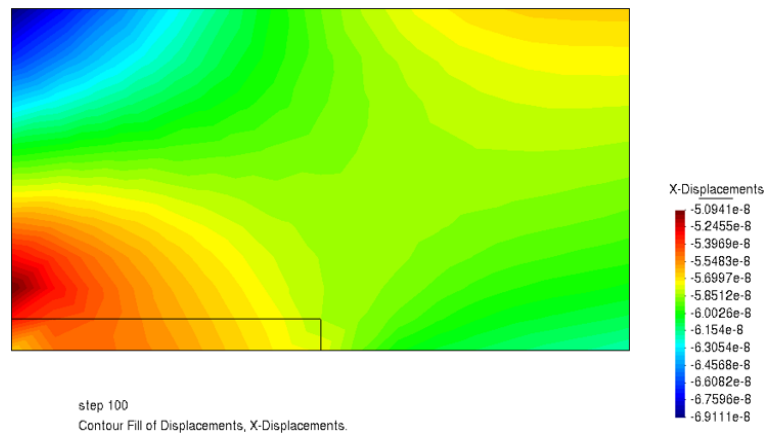
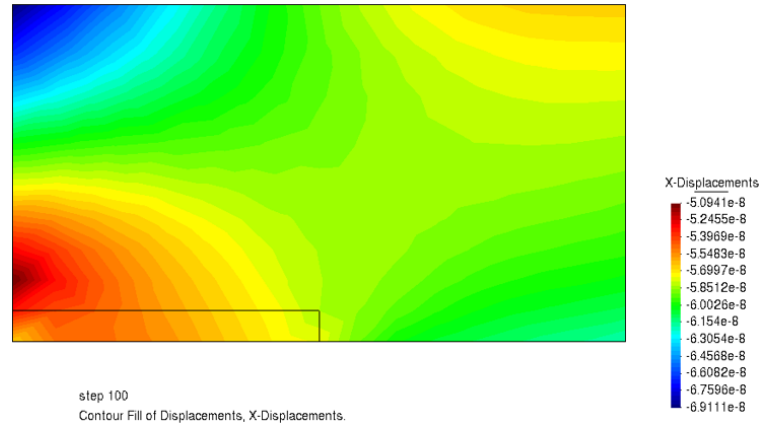


Figura 26

Desplazamientos horizontales con un módulo elástico del shale al 50%, para un $t = 100$ días.



De manera adicional, para los modelos simplificados con el intervalo de $t=100$ días, se obtuvieron unos gráficos de colores de los desplazamientos verticales para los diferentes valores de módulo elástico del shale, valores especificados en la tabla 7, los cuales, al igual que los desplazamientos horizontales, no presentan ninguna alteración con el cambio del valor del módulo.

Figura 27

Desplazamientos verticales con un módulo elástico del shale al 100%, para un $t = 100$ días.

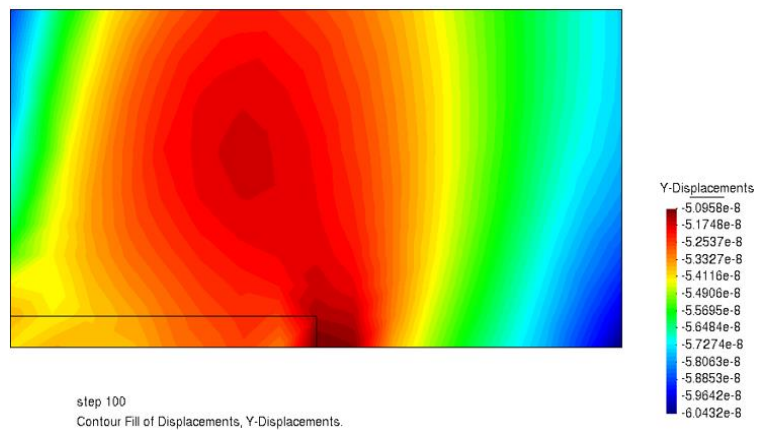
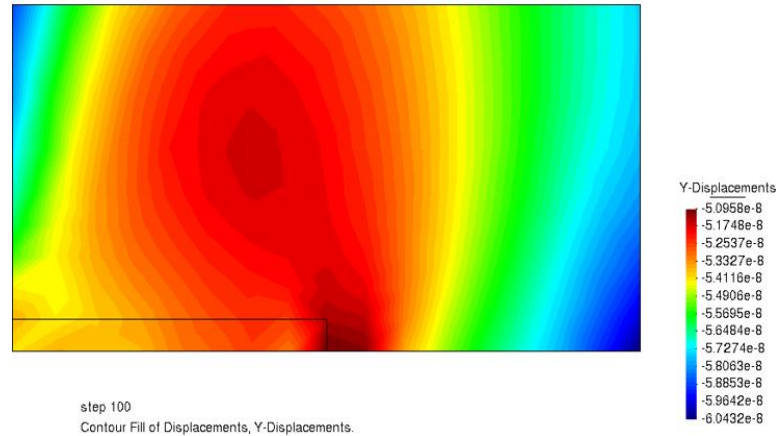


Figura 28

Desplazamientos verticales con un módulo elástico del shale al 50%, para un $t = 100$ días.



En la tabla 13 se presentan los valores máximos y mínimos de los desplazamientos obtenidos luego de realizadas las simulaciones con cada uno de los nuevos valores del módulo elástico, donde se puede observar que dichos valores de desplazamientos se mantienen constantes al transcurrir el tiempo, para cada uno de los datos manejados, por lo que esto no genera algún problema ni obstáculo para la fractura presente en la roca.

Tabla 13

Valores máximos y mínimos de los desplazamientos en sentido X del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale – geometría simplificada.

DESPLAZAMIENTOS EN EL EJE X – SHALE - GEOMETRÍA SIMPLIFICADA		
Módulo Elástico	Mínimo (m)	Máximo (m)
100%	-6,14E-08	-5,46E-08
75%	-6,14E-08	-5,46E-08
50%	-6,14E-08	-5,46E-08

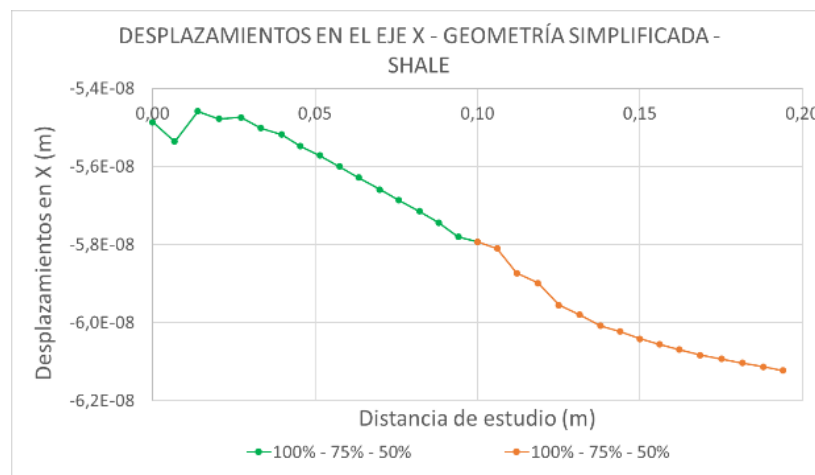
La figura 29 muestra las curvas de cambio de desplazamientos a lo largo de la línea de estudio que se tomó para dicho análisis. Cada curva posee 2 colores: el primero, representa los valores del material de la fractura (arena) y el segundo color simboliza los valores para cada punto de estudio en el macizo rocoso, como se representa en la figura 16.

En la figura 29 solo se visualiza 1 curva, debido a que las curvas que representan los valores de los módulos elásticos utilizados están superpuestas, debido a que entre ellas hay cambios muy mínimos, casi imperceptibles.

Cabe resaltar que para estas simulaciones, se tomó el valor más bajo de la permeabilidad intrínseca.

Figura 29

Desplazamientos en sentido X del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale - geometría simplificada.



3.2.2 Presión de líquido en el eje X – eje Y

En la fase de post procesamiento, se extrajeron de cada análisis de sensibilidad realizado, los datos para visualizar las gráficas de comportamiento de la presión de líquido, así como los valores máximos y mínimos para cada uno.

En las tablas 14 y 15, se presentan los valores máximos y mínimos, para el eje X y para el eje Y, obtenidos luego de realizadas las simulaciones con cada uno de los nuevos valores de la permeabilidad intrínseca, donde se puede observar que, con el valor base de la permeabilidad, el modelo geométrico se comporta muy bien, ya que la variación de presión entre la fractura y la roca es muy pequeño, mientras que, para los valores más bajos de esta condición, el modelo se comporta de manera similar en los 3 casos, por lo que se puede deducir que, a menor valor de permeabilidad, la roca y fractura conservarán los valores de presión asignados y presentes en cada una, se comporta de manera estable en el transcurso del tiempo.

Este análisis de sensibilidad es muy semejante a los obtenidos en el modelo geométrico general, por lo que concuerda en que son modelos semejantes.

Tabla 14

Valores máximos y mínimos de presión de líquido en el eje X del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale - geometría simplificada.

PRESIÓN DE LÍQUIDO EN EL EJE X - GEOMETRÍA SIMPLIFICADA		
Permeabilidad	Mínimo (MPa)	Máximo (MPa)
100%	52,536	54,018
75%	22,746	54,021
50%	22,744	54,021

Tabla 15

Valores máximos y mínimos de presión de líquido en el eje Y del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale - geometría simplificada.

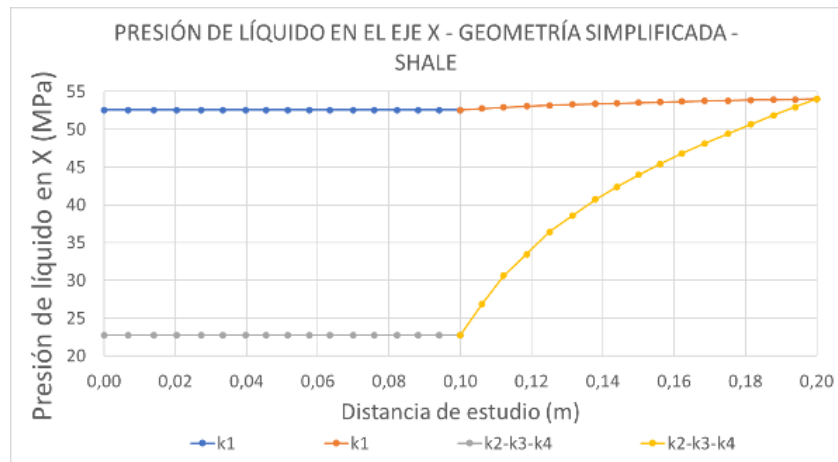
PRESIÓN DE LÍQUIDO EN EL EJE Y- GEOMETRÍA SIMPLIFICADA		
Permeabilidad	Mínimo (MPa)	Máximo (MPa)
100%	52,536	54,018
75%	22,746	54,021
50%	22,744	54,021

En las figuras 30 y 31, se observan las curvas de cambio de presión de líquido a lo largo de la línea de estudio que se tomaron para dichos análisis. Cada curva posee 2 colores: el primero, representa los valores del material de la fractura (arena) y el segundo color simboliza los valores para cada punto de estudio en el macizo rocoso, como se representan en las figuras 16 y 17.

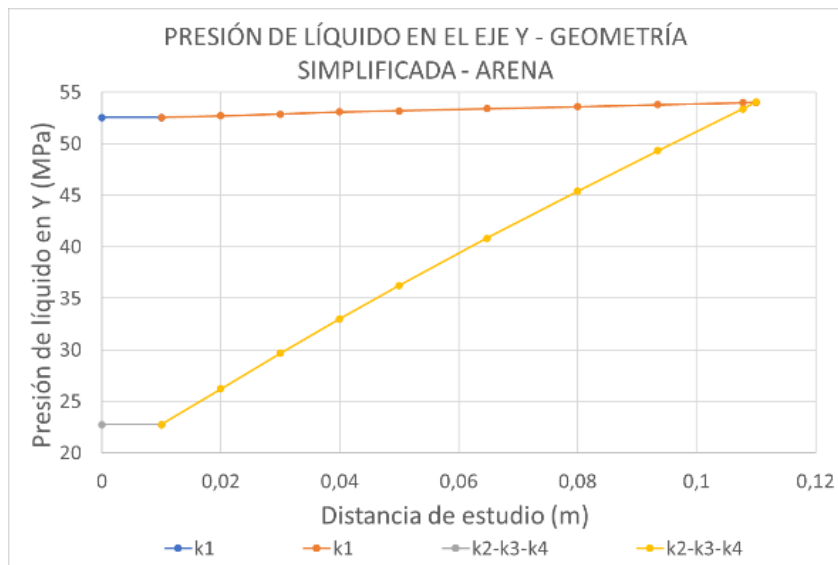
En las figuras 30 y 31 solo se pueden visualizar 2 curvas, debido a que las curvas que representan los valores de permeabilidad más bajos, están casi superpuestas, debido a que entre ellas hay cambios muy mínimos, casi imperceptibles. La gráfica de la parte superior, es la del valor base tomado para la permeabilidad, en este caso, el valor de k_1 .

Figura 30

Presión de líquido en el eje X del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale - geometría simplificada.

**Figura 31**

Presión de líquido en el eje Y del análisis de sensibilidad del módulo elástico del shale - geometría simplificada.



3.3 Análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena (fractura) – Geometría simplificada

Partiendo de la modificación de los valores del módulo elástico de la arena (fractura) en la geometría simplificada para realizar el análisis de sensibilidad de este, de manera hidráulica, se obtuvo lo siguiente.

3.3.1 Desplazamientos en el eje X

Con los análisis de sensibilidad realizados, se extrajeron de cada uno los datos para visualizar las gráficas de comportamiento de los desplazamientos en el sentido X, así como los valores máximos y mínimos para cada uno.

En la tabla 16, se presentan los valores máximos y mínimos de los desplazamientos obtenidos luego de realizadas las simulaciones con cada uno de los nuevos valores del módulo elástico, donde se puede observar que dichos valores de desplazamientos se mantienen constantes al transcurrir el tiempo, para cada uno de los datos manejados, por lo que esto no genera algún problema ni obstáculo para la fractura presente en la roca.

Tabla 16

Valores máximos y mínimos de los desplazamientos en sentido X del análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena – geometría simplificada.

DESPLAZAMIENTOS EN EL EJE X – ARENA - GEOMETRÍA SIMPLIFICADA		
Módulo Elástico	Mínimo (m)	Máximo (m)
100%	-6,14E-08	-5,46E-08

75%	-5,46E-08	-4,65E-08
50%	-5,49E-08	-4,38E-08
25%	-5,52E-08	-4,05E-08

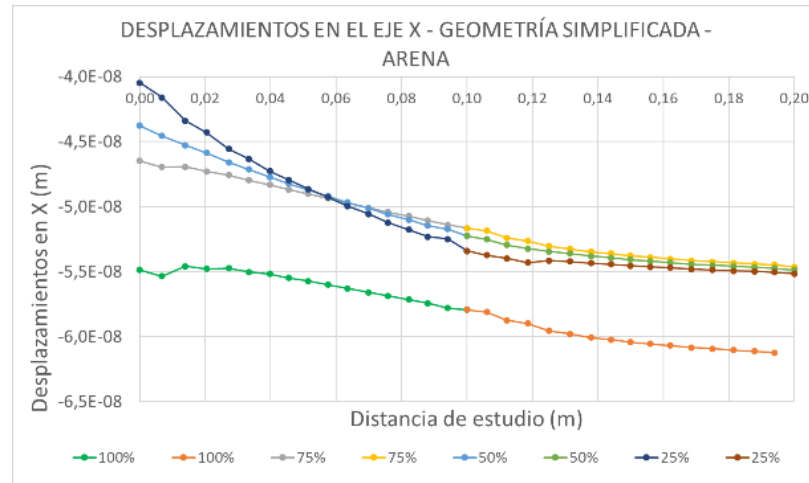
La figura 32 muestra las curvas de cambio de desplazamientos a lo largo de la línea de estudio que se tomó para dicho análisis. Cada curva posee 2 colores: el primero, representa los valores del material de la fractura (arena) y el segundo color simboliza los valores para cada punto de estudio en el macizo rocoso, como se representan en las figuras 16.

En la figura 23 si es posible visualizar las 4 curvas, una para cada porcentaje del módulo elástico utilizado para este análisis, donde los valores más pequeños están representados como la curva más baja presente en el gráfico, y las curvas de la parte de arriba, las cuales tienen unos valores un poco más altos, son las variaciones que se aplicaron.

Cabe resaltar que para estas simulaciones, se tomó el valor más bajo de la permeabilidad intrínseca y el valor base del módulo elástico del shale.

Figura 32

Desplazamientos en sentido X del análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena - geometría simplificada.



3.3.2 Presión de líquido en el eje X – eje Y

En la fase de post procesamiento, se extrajeron de cada análisis de sensibilidad realizado, los datos para visualizar las gráficas de comportamiento de la presión de líquido, así como los valores máximos y mínimos para cada uno.

En las tablas 17 y 18, se presentan los valores máximos y mínimos, para el eje X y para el eje Y, obtenidos luego de realizadas las simulaciones con cada uno de los nuevos valores de permeabilidad intrínseca, donde se puede observar que, independientemente de la variación aplicada a la permeabilidad, se obtiene el mismo valor para todos, indicando que esta variación no afecta de ninguna manera al modelo geométrico planteado, por lo tanto, las 4 curvas se pueden visualizar en 1 sola.

Tabla 17

Valores máximos y mínimos de presión de líquido en el eje X del análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena - geometría simplificada.

PRESIÓN DE LÍQUIDO EN EL EJE X - GEOMETRÍA SIMPLIFICADA		
Módulo Elástico	Mínimo (m)	Máximo (m)
100%	22,744	54,021
75%	22,744	54,021
50%	22,744	54,021
25%	22,744	54,021

Tabla 18

Valores máximos y mínimos de presión de líquido en el eje Y del análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena - geometría simplificada.

PRESIÓN DE LÍQUIDO EN EL EJE Y - GEOMETRÍA SIMPLIFICADA		
Módulo Elástico	Mínimo (m)	Máximo (m)
100%	22,744	54,021
75%	22,744	54,021
50%	22,744	54,021
25%	22,744	54,021

En las figuras 33 y 34 se observan las curvas de cambio de presión de líquido a lo largo de la línea de estudio que se tomaron para dichos análisis. Cada curva posee 2 colores: el primero, representa los valores del material de la fractura (arena) y el segundo color simboliza los valores para cada punto de estudio en el macizo rocoso, como se representan en las figuras 16 y 17.

En las figuras 33 y 34, solo se pueden visualizar 1 curva en cada una, dado que, el cambio de la presión de líquido en la arena no representa una alteración alguna en la presión de líquido distribuida en todo el modelo geométrico, tanto en la roca como en la fractura.

La curva de la parte superior, es la del valor base tomado para la permeabilidad, en este caso, el valor de k_0 .

Figura 33

Presión de líquido en el eje X del análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena - geometría simplificada.

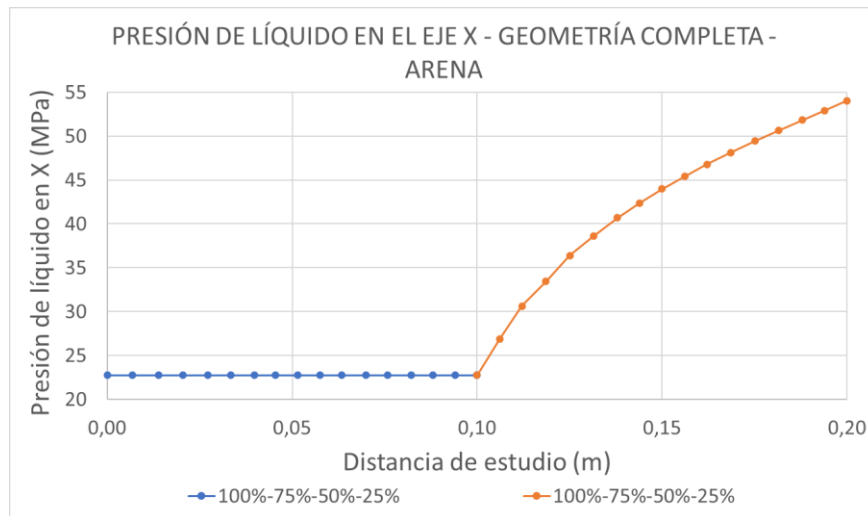
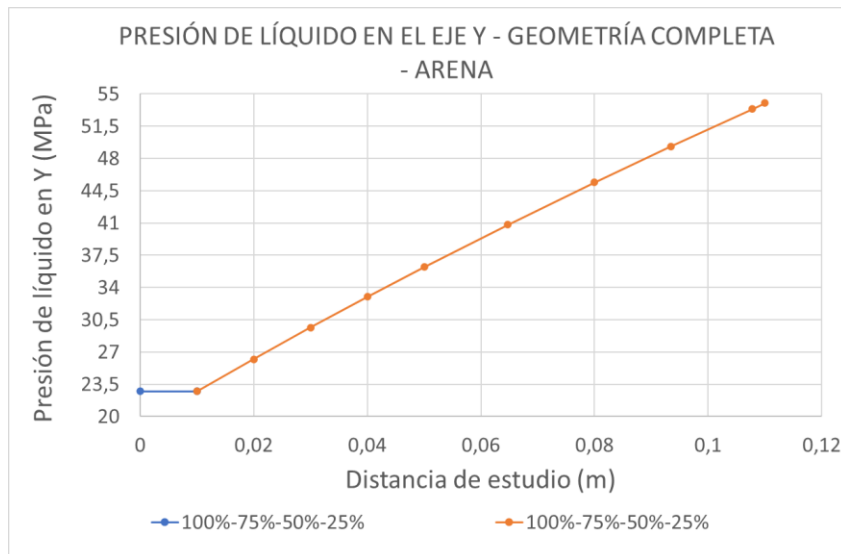


Figura 34

Presión de líquido en el eje Y del análisis de sensibilidad del módulo elástico de la arena - geometría simplificada.



4. Conclusiones

En el modelo de trabajo inicial cuenta con una longitud de 120 metros y ancho 20 metros y fractura con geometría de longitud de 100 metros y un ancho de 1 centímetro, no se pudo correr convenientemente guardando el equilibrio de esfuerzos y el balance de masa de agua.

Se observaron tiempos de convergencia superiores a 30 días para cada paso de tiempo. Esto debido a la relación ancho/longitud de la fractura hidráulica. Para no dejar la simulación acoplada por fuera del proyecto, se trabajó con un modelo simplificado, donde se modeló una pequeña parte de la fractura y la roca adyacente (longitud de 20 centímetros y ancho 11 centímetros). Estas simulaciones con geometría simplificada permitieron comprobar que la influencia del comportamiento mecánico en términos de los desplazamientos es mínima y, por lo

tanto, no representativa para el análisis de flujo. Por consiguiente, en este caso se puede establecer, que se pueden realizar los análisis desde la perspectiva hidráulica, sin tener en cuenta el equilibrio de esfuerzos y la compatibilidad entre esfuerzos y deformaciones.

Adicionalmente, al realizar los análisis de sensibilidad correspondientes, se concluye que, al realizar variaciones en parámetros de los materiales, como en la permeabilidad intrínseca de la roca, en los módulos de elasticidad de cada uno de ellos y manteniendo la condición de flujo en la vecindad de la fractura, estos no afectan de manera considerable y notoria al perfil de roca estudiado ni a los alrededores de la fractura, lo que evidencia que, si se presentan algunos cambios en las propiedades de los materiales presentes, el perfil tiene la capacidad de permanecer estable frente a cualquier cambio y esto hace que no se vea afectada la producción en estos reservorios no convencionales.

Referencias

- [1] NRG. 2021. ¿QUÉ ES UN AGENTE DE SOSTEN? [en línea] Disponible en:
http://www.nrgproppants.com/agente_de_sosten.php
- [2] Catalunya, U., 2021. Code_Bright. [en línea] Departamento de Ingeniería Civil y Ambiental. Disponible en: https://deca.upc.edu/en/projects/code_bright.
- [3] Antolínez, J. y Bohórquez, C. (2018). “Evaluación del impacto de los parámetros geomecánicos en procesos de estimulaciones hidráulicas masivas en la formación la luna (Cuenca valle medio del Magdalena)”, Fundación Universidad de América, pp. 45-76.
- [4] García, M. (2006). “Determinación de la orientación y magnitud del esfuerzo máximo horizontal a partir del modelamiento de breakouts en la zona del piedemonte llanero colombiano”, Universidad Industrial de Santander, pp. 4-26.
- [5] Tierra y Tecnología. 2021. Una guía para entender la fracturación hidráulica. [en línea] Disponible en: <https://www.icog.es/TyT/index.php/2016/03/una-guia-entender-la-fracturacion-hidraulica/>
- [6] Gidhome.com. 2021. GiD - El pre y post procesador personal | GiD es un pre y post procesador universal, adaptable y fácil de usar para simulaciones numéricas en ciencia e ingeniería. [en línea] Disponible en: <https://www.gidhome.com>
- [7] Fao.org. 2021. 9. PERMEABILIDAD DEL SUELO. [en línea] Disponible en:
http://www.fao.org/fishery/static/FAO_Training/FAO_Training/General/x6706s/x6706s09.htm
- [8] PDVSA. 2021. Producción petróleo. Disponible en:
www.pdvsa.com/images/pdf/cuadernos/Produccion.pdf
- [9] Tamiu.edu. 2021. Shale: Gas, experiencias y oportunidades. [en línea] Disponible en:

<https://www.tamtu.edu/binternationalcenter/documents/ShaleGasExperienciasyOportunidadesCalderonPorter6LIGA-FINALPresentation.pdf>