

IFDM

Integrated Formation Damage Model

INTEGRATED FORMATION DAMAGE MODEL

Módulo Geomecánico

Manual de Usuario

Versión 2018



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Contents

LISTA DE ILUSTRACIONES	3
PRÓLOGO	4
1 INTRODUCCIÓN	5
2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	6
2.1. Acceso al sistema	6
3 VERIFICAR INFORMACIÓN EXISTENTE.....	6
4 CREACIÓN DE UN ESCENARIO	7
5 MÓDULO GEOMECÁNICO	9
5.1 Datos Generales	9
5.2 Propiedades Geomecánicas	10
5.3 Modelo de fractura	11
6 Resultados	13

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Interfaz de Ingreso de Usuario	6
Ilustración 2. Interfaz principal de Project Management	7
Ilustración 3. Interfaz Adición de Escenario	7
Ilustración 4. Menú desplegable de la sección Type.....	8
Ilustración 5. Ingreso de datos generales	10
Ilustración 6. Propiedades Geomecánicas	11
Ilustración 7 Modulo de fractura	12
Ilustración 8 Sección para elegir la fractura de análisis	13
Ilustración 9. Permeabilidad de fractura.....	14
Ilustración 10. Esfuerzo efectivo normal.....	15
Ilustración 11. Permeabilidad de fractura vs radio	16
Ilustración 12. Permeabilidad de fractura vs radio – Asignación de ángulo	16
Ilustración 13. Apertura de fractura vs radio	17
Ilustración 14. Apertura de fractura vs radio	18
Ilustración 15. Apertura de fractura vs radio – Asignación de radio	18
Ilustración 16. Apertura de fractura vs ángulo	19
Ilustración 17. Permeabilidad de fractura vs Esfuerzo efectivo normal	20
Ilustración 18. Permeabilidad de fractura vs Esfuerzo efectivo normal – Asignación de ángulo	20
Ilustración 19. Distribución espacial de fracturas	21
Ilustración 20. Presión de poro vs radio.....	22
Ilustración 21. Esfuerzos efectivos alrededor del pozo vs radio	23
Ilustración 22. Formatos de descarga de imágenes.....	23

PRÓLOGO

INTEGRATED FORMATION DAMAGE MODEL (IFDM) es una herramienta computacional que permite el estudio integrado del daño de formación, la cual incluye análisis IPR, desagregación del daño de formación por componentes, discretización del daño de formación por mecanismos de daño mediante el análisis Multiparamétrico, diagnóstico de daño por asfaltenos precipitados y migración de finos, diagnóstico de daño geomecánico, análisis de sensibilidades, herramientas de visualización con bases de datos georreferenciadas, entre muchas otras. IFDM fue desarrollado con el fin de manejar la información del daño de formación de los campos colombianos operados por el grupo empresarial ECOPETROL para realizar un diagnóstico y discretización de los mecanismos de daño más relevantes, así como visualizar tendencias y riesgo de daño, presentando parámetros estadísticos de interés para los análisis y estudios integrados sobre este tema.

El presente Manual de Usuario detalla la entrada de datos para realizar los análisis mencionados previamente. Se requiere conocimiento básico de ingeniería de yacimientos al igual que nociones acerca de daño de formación.

Para más información contactar al:

Grupo de Investigación de dinámicas de flujo y transporte.

Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas

Medellín, Colombia

Teléfono: 4255196

Sitio Web: <http://dftmp.co/>

Correo electrónico: dft_med@unal.edu.co

Confidencialidad: Todos los componentes de la tecnología de IFDM, incluido el software y la documentación conexa, están protegidos por derechos de autor. Todos los derechos reservados. Prohibida la reproducción parcial o total de esta obra y la transmisión por cualquier medio o método, ya sea electrónico, mecánico u otro, incluyendo los sistemas de fotocopia, registro o tratamiento informático, que no esté autorizada por las entidades participantes.

1 INTRODUCCIÓN

En yacimientos de hidrocarburos caracterizados por una baja permeabilidad matricial, las redes de fracturas naturales son los principales canales de flujo de petróleo y gas hacia los pozos productores. La permeabilidad aportada por las fracturas naturales a la formación de hidrocarburos es una propiedad que puede variar transcendentalmente, dependiendo de las propiedades mecánicas y de flujo del yacimiento. Una vez inicia la etapa de explotación, la producción de aceite y gas genera una disminución de la presión de poro, resultando en un aumento del esfuerzo efectivo sobre la roca, principalmente en las cercanías del pozo. Este incremento del esfuerzo efectivo causa una reducción del área transversal de flujo de las fracturas, reduciendo visiblemente la permeabilidad del sistema. Esta pérdida de permeabilidad por efecto del incremento de esfuerzos es conocida como daño geomecánico.

El grupo de investigación en dinámicas de flujo y transporte en medios porosos ha desarrollado una herramienta computacional basada en la integración de modelos analíticos para determinar el estado de esfuerzos y la permeabilidad de yacimientos naturalmente fracturados. Estos modelos integran como variables de entrada propiedades de fractura (apertura y orientación), componentes del modelo geomecánico de la formación y parámetros obtenidos de pruebas experimentales.

Este manual de usuario se presenta como una herramienta detallada para el uso del software web IFDM por sus siglas en inglés (modulo integrado de daño de formación) en él se detallan los módulos de bases de datos, gestión de proyectos y georreferenciación, con sus múltiples herramientas de prediagnóstico en temas relacionados con el daño de formación.

Mediante el contenido de este manual el usuario podrá comprender de una manera sencilla el correcto uso del aplicativo, así como consultar las dificultades que se presenten en el manejo de este.

2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

2.1. Acceso al sistema

Se denomina *Acceso al Sistema*, a la interfaz inicial que le permite a un usuario determinado ingresar al aplicativo. Para ingresar a *Acceso* lo puede hacer mediante el siguiente link: <http://ifdm.dftmp.co/auth/login>

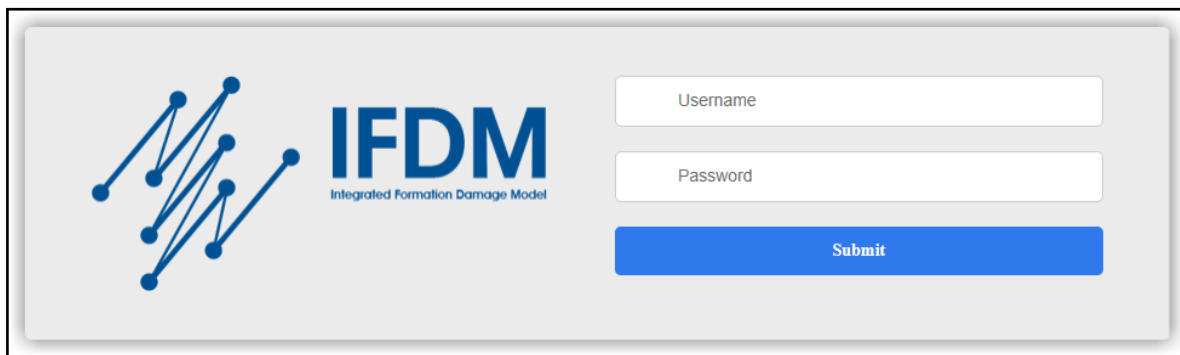


Ilustración 1. Interfaz de Ingreso de Usuario

En el recuadro denotado como *Username* se ingresa el usuario que le será previamente asignado. En el recuadro denotado como *Password* se ingresa la contraseña de dicho usuario. Finalmente se realiza clic en el botón azul con la descripción *Submit* para ingresar a la herramienta de análisis.

3 VERIFICAR INFORMACIÓN EXISTENTE

Previo a la evaluación o el diagnóstico del daño es pertinente confirmar si en la base de datos (*Database*) de la herramienta se encuentra la información correspondiente al pozo o fluido de perforación de análisis. En el menú *Database*, submenú *Database Managent* verificar:

- Cuenca, *Basin*.
- Campo, *Field*.
- Formación, *Formation*.
- Pozo, *Well*.
- Intervalo productor, *Producing Interval*.
- Proyecto, *Project*.

De lo contrario puede dirigirse al Manual de Usuario Aplicativo IFDM (disponible en el menú *Help*), sección 3 *Database* y/o sección 4.2 Creación de un proyecto, para completar la información inexistente.

4 CREACIÓN DE UN ESCENARIO

Para ingresar un escenario con tipo de análisis multiparamétrico primero se debe entrar en el menú *Project Management* y dar clic en el botón *Add Scenario* de color azul, que se observa en la Ilustración 2.

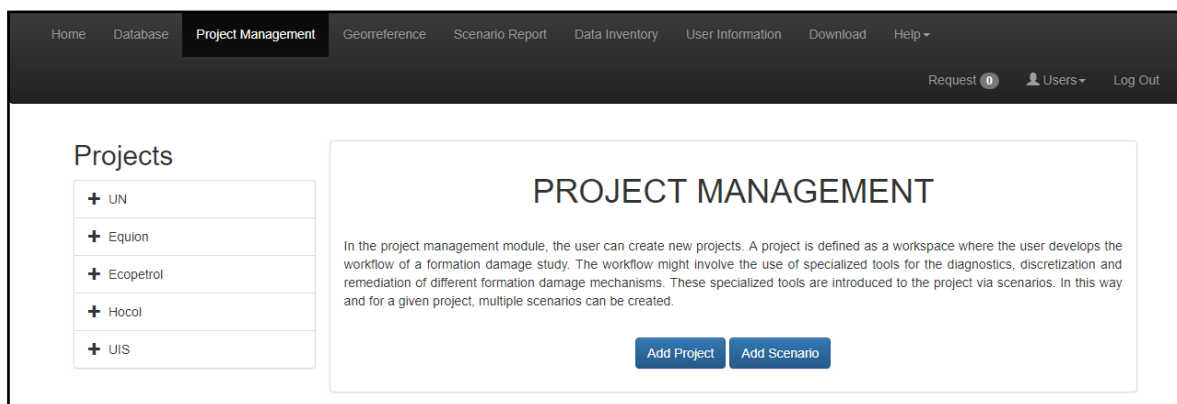


Ilustración 2. Interfaz principal de Project Management

Al dar clic en el botón *Add Scenario* el cual dirige a la pantalla que se muestra en la Ilustración 3.

The screenshot displays the 'Scenario' creation form. It features several input fields and dropdown menus. The 'Type*' field has a dropdown menu currently showing '-'. The 'Project Name*' field is a dropdown menu showing 'Nothing selected'. The 'Study Date (DD/MM/YY)*' field contains the date '04/11/2019'. The 'Duplicate from...' field has a dropdown menu showing 'Scenario' with a red 'X' button next to it. The 'Scenario Name*' field is an empty text input. The 'Description*' field is a larger text input area. The 'Basin*' field is a dropdown menu showing 'Nothing selected'. The 'Field*' field is a dropdown menu showing 'Nothing selected'. The 'Well*' field is a dropdown menu showing 'Nothing selected'. The 'Producing Interval*' field is a dropdown menu showing 'Nothing selected'. At the bottom right, there are two buttons: 'Save' (blue) and 'Cancel' (red).

Ilustración 3. Interfaz Adición de Escenario

Posteriormente se debe llenar cada recuadro de la siguiente manera:

- **Scenary name:** Aquí se ingresa el nombre que tendrá el escenario.
- **Project name:** Al hacer clic en el recuadro de *Project name* se abre un menú desplegable el cual muestra todos los proyectos visibles para ese usuario en donde se selecciona el de interés, además también aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el nombre del proyecto.
- **Type:** Al hacer clic en el recuadro *Type* se abre un menú desplegable donde se escoge el tipo de análisis realizado, además también aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el análisis deseado.

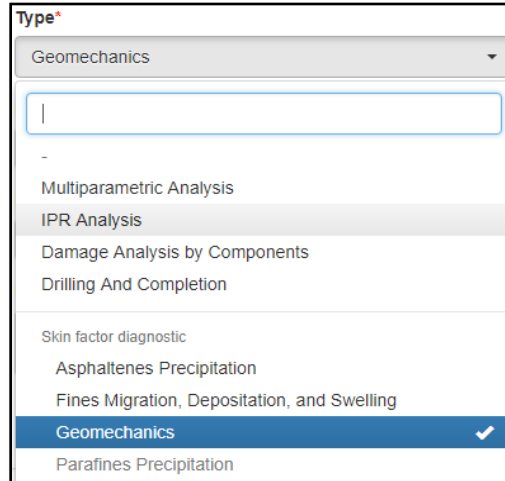


Ilustración 4. Menú desplegable de la sección Type

- **Basin:** Al hacer clic en el recuadro *Basin* se abre un menú desplegable donde se escoge la cuenca a trabajar, además también aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el nombre de la cuenca.
- **Field:** Después de seleccionar la cuenca (*Basin*) al hacer clic en el recuadro *Field* se abrirá un menú desplegable donde se escoge el campo, además también aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el nombre del campo para buscarlo más fácil, se tiene que tener seleccionado una cuenca (*Basin*) para que aparezcan los campos correspondientes
- **Well:** Después de seleccionar el campo (*field*) al hacer clic en el recuadro *Well* se abrirá un menú desplegable donde se escoge el pozo, además también aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el nombre del pozo para buscarlo más fácil, se tiene que tener seleccionado un campo (*Field*) para que aparezcan los pozos correspondientes.
- **Producing interval:** Después de seleccionar el pozo (*Well*) al hacer clic en el recuadro *producing interval* se abrirá un menú desplegable donde se escoge el intervalo productor que se va a trabajar, además también aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el nombre del intervalo para buscarlo más fácil, se tiene que tener seleccionado un pozo (*Well*) para que aparezcan los intervalos correspondientes.
- **Study date:** Aquí se selecciona la fecha del análisis en el que fue hecho, se puede ingresar manualmente con el teclado o desde la parte derecha del recuadro seleccionar la fecha deseada.
- **Description:** Aquí se puede agregar una descripción del escenario.

5 MÓDULO GEOMECÁNICO

Este módulo está compuesto de 3 secciones para el ingreso de datos, en todas las secciones el usuario siempre debe ingresar los datos marcados con *, de lo contrario el aplicativo lanzará un mensaje informando la falta de datos necesarios para continuar.

5.1 Datos Generales

En principio se debe ingresar la información General del escenario, dando clic en la *sección General Data*, donde el usuario debe ingresar los datos guiándose de la siguiente información:

- Azimut del pozo, *Well Azimuth* [°]: Corresponde al ángulo existente sobre un plano horizontal entre la proyección del pozo y el norte, en sentido de las manecillas del reloj.
- Desviación del pozo, *Well Deviation* [°]: Corresponde al ángulo con el cuál un pozo diverge de la dirección vertical.
- Radio del pozo, *Well Radius* [ft]: Se asume que la sección del pozo es un círculo y tiene un radio específico llamado radio del pozo. Puede estimarse por el diámetro interno del casing de producción.
- Radio de drenaje, *Drainage Radius* [ft]: Distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por la caída de presión.
- Máximo radio de análisis *Max, Anayisis radius*: en pies [ft]: Este es el radio máximo, medido desde el centro del pozo, que será estudiado por el módulo. El análisis se realiza entre el radio del pozo y el radio de análisis máximo.
- Tasa de petróleo, *Rate* [bbl/day]: Producción de aceite diaria del pozo.
- Permeabilidad efectiva al aceite de la Matriz, *Effective oil Permeability of matrix rock* [mD]: Capacidad de flujo de petróleo de la matriz de roca, cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en su interior.
- Tope de la formación, *Top* [ft]: Límite superior del espesor neto de la formación.
- Espesor neto, *Net pay thickness* [ft]: Es la longitud de una formación de roca, medida en forma perpendicular a su extensión lateral.
- Viscosidad del petróleo, *Oil Viscosity* [cp]: Medida de la resistencia interna del petróleo al flujo.
- Factor volumétrico del petróleo, *Volumetric Factor* [RB/STB]: Relación entre el volumen de petróleo y gas disuelto a condiciones de yacimiento y el volumen de petróleo a condiciones normales.
- Presión de yacimiento, *Reservoir Pressure* [psi]: Presión actual ejercida por los fluidos en el yacimiento.

Scenario: Módulo Geomecánico
 Basin: Llanos Orientales - Field: Cusiana - Producing interval: Mirador - Well: BAB2ST1 -
 User: kelly.diez

General Data

Geomechanical Properties

Fracture Model

Well Azimuth*

?

°

Well Deviation*

?

°

Well Radius*

?

ft

Drainage Radius*

?

ft

Max Analysis Radius*

?

ft

Rate*

?

bbl/day

Matrix Permeability*

?

mD

Top*

?

ft

Netpay*

?

ft

Viscosity*

?

cp

Volumetric Factor*

?

RB/STB

Reservoir Pressure*

?

psi

Save

Cancel

Ilustración 5. Ingreso de datos generales

5.2 Propiedades Geomecánicas

En esta sección se debe ingresar las propiedades geomecánicas del escenario, para mostrar dichos datos se da clic en la opción denotada como *Geomechanical properties* y se desplegará la sección de la Ilustración 6.

En esta sección se puede observar seis datos de entrada que se deben llenar manualmente de la siguiente manera:

- Relación de Poisson, *Poisson's ratio*: Módulo elástico que corresponde al negativo de la relación entre la deformación lateral y axial de un cuerpo, debido a un esfuerzo axial.
- Coeficiente de Biot, *Biot Coefficient*: Coeficiente que corresponde a la relación del módulo total de la roca y el módulo total de los granos sólidos individuales.
- Azimut del esfuerzo horizontal máximo, *Azimuth Maximum Horizontal Stress* [°]: Dirección del esfuerzo horizontal máximo.
- Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo, *Minimum Horizontal Stress Gradient* [psi/ ft]: Gradiente del esfuerzo principal mínimo ejercido en la formación por presencia del material rocoso adyacente que limita el movimiento lateral causado por el esfuerzo vertical.

- Gradiente de esfuerzo vertical, *Vertical Stress Gradient* [psi/ft]: Gradiente del esfuerzo producido por el peso de la roca y los fluidos de formación sobre un estrato específico.
 - Gradiente de esfuerzo horizontal máximo, *Maximun Horizontal Stress Gradient* en unidades [psi/ ft]: Gradiente del esfuerzo principal máximo ejercido en la formación por presencia del material rocoso adyacente que limita el movimiento lateral causado por el esfuerzo vertical.
- Error! Reference source not found.**

Scenario: Módulo Geomecánico
 Basin: Llanos Orientales - Field: Cusiana - Producing interval: Mirador - Well: BAB2ST1 -
 User: kelly.diez

General Data
Geomechanical Properties
Fracture Model

Poisson Ratio*

?

-

Azimuth Maximum Horizontal Stress*

?

°

Vertical Stress Gradient*

?

psi/ft

Biot Coefficient*

?

-

Minimum Horizontal Stress Gradient*

?

psi/ft

Maximum Horizontal Stress Gradient*

?

psi/ft

Save

Cancel

Ilustración 6. Propiedades Geomecánicas

5.3 Modelo de fractura

Esta sección está compuesta de cuatro datos de entrada del modelo de fractura, que se deben llenar manualmente con información de la fractura, así:

- Apertura inicial de la fractura, *Initial Fracture Width* [μm]: Distancia entre los planos que componen la fractura a un estado de esfuerzos de cero psi.
- Rigidez normal inicial de la fractura, *Initial Normal Fracture Stiffness* [psi/ft]: Rigidez de los planos de fractura a condición de esfuerzo normal cero.
- Permeabilidad de cierre de fractura, *Fracture Closure Permeability* [mD]: Permeabilidad de fractura a un estado de esfuerzos de cero psi.
- Permeabilidad residual de cierre de fractura, *Residual Fracture Clossure Permeability* [mD]: Permeabilidad de fractura a un estado de esfuerzos final. Este valor no disminuye más con aumento del esfuerzo efectivo.

Además, en esta sección el usuario debe llenar una tabla con información de la(s) fractura(s): Profundidad [ft], buzamiento [°], y Azimut del buzamiento [°], ver la Ilustración 7.

General Data
Geomechanical Properties
Fracture Model

Initial Fracture Width*
100
μm
Initial Normal Fracture Stiffness*
500000
psi/ft

Fracture Closure Permeability*
10
mD
Residual Fracture Closure Permeability*
1.29
mD

Fractures

	Depth [ft]	Dip [°]	Dip Azimuth [°]
1	15221.8900000	89.7274900	347.2727000
2	15223.4000000	88.1648600	173.5976000
3	15229.1400000	78.6248300	341.4726000
4	15230.2100000	79.6809500	338.5933000
5	15233.1400000	86.9695300	337.6892000
6	15250.2000000	56.0302100	255.3213000
7	15251.5200000	75.7164500	351.6698000
8	15252.0300000	63.5404800	350.2929000
9	15252.8700000	41.2699100	86.3362500
10	15253.2000000	34.2835500	141.5597000

Save
Cancel

Ilustración 7 Modulo de fractura

Finalmente, para guardar y mostrar los resultados se debe dar clic en el botón azul *Save*

6 Resultados

La sección de resultados comprende cuatro secciones:

1. Fracture Scale Results
2. Fracture Spatial Distribution
3. Pore Pressure Results
4. Effective Stresses

Fracture Scale Results

En la sección de 1 se debe elegir la fractura que se desea analizar, tal como se observa en la ilustración 8:

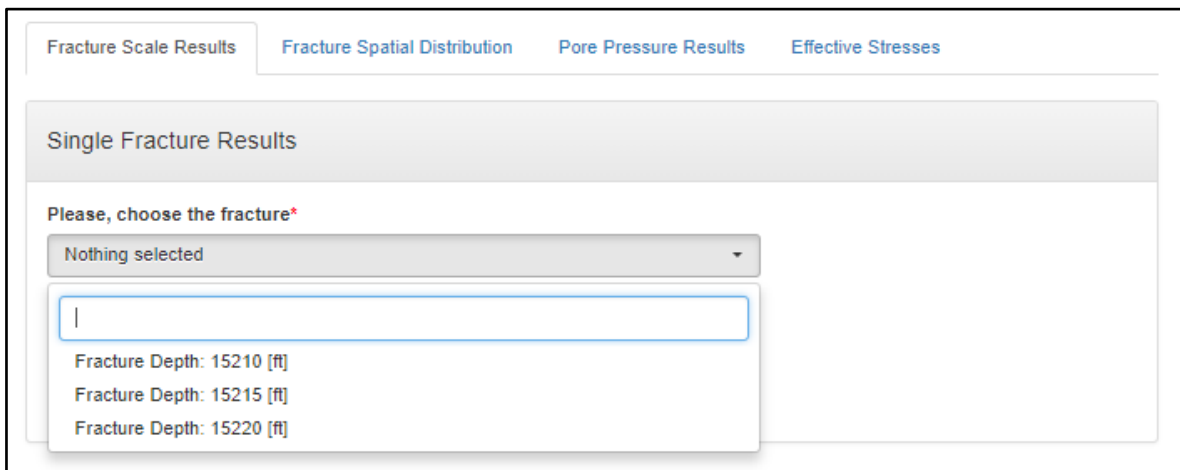


Ilustración 8 Sección para elegir la fractura de análisis

Una vez se ha seleccionado la fractura a analizar se despliegan los siguientes gráficos:

- Permeabilidad de fractura

En este gráfico se puede observar la variación de la permeabilidad de fractura en las coordenadas radial y tangencial. La línea punteada indica el azimuth del esfuerzo horizontal máximo. El círculo en el centro representa el pozo y el radio externo de la circunferencia corresponde al radio de análisis. Ver Ilustración 9.

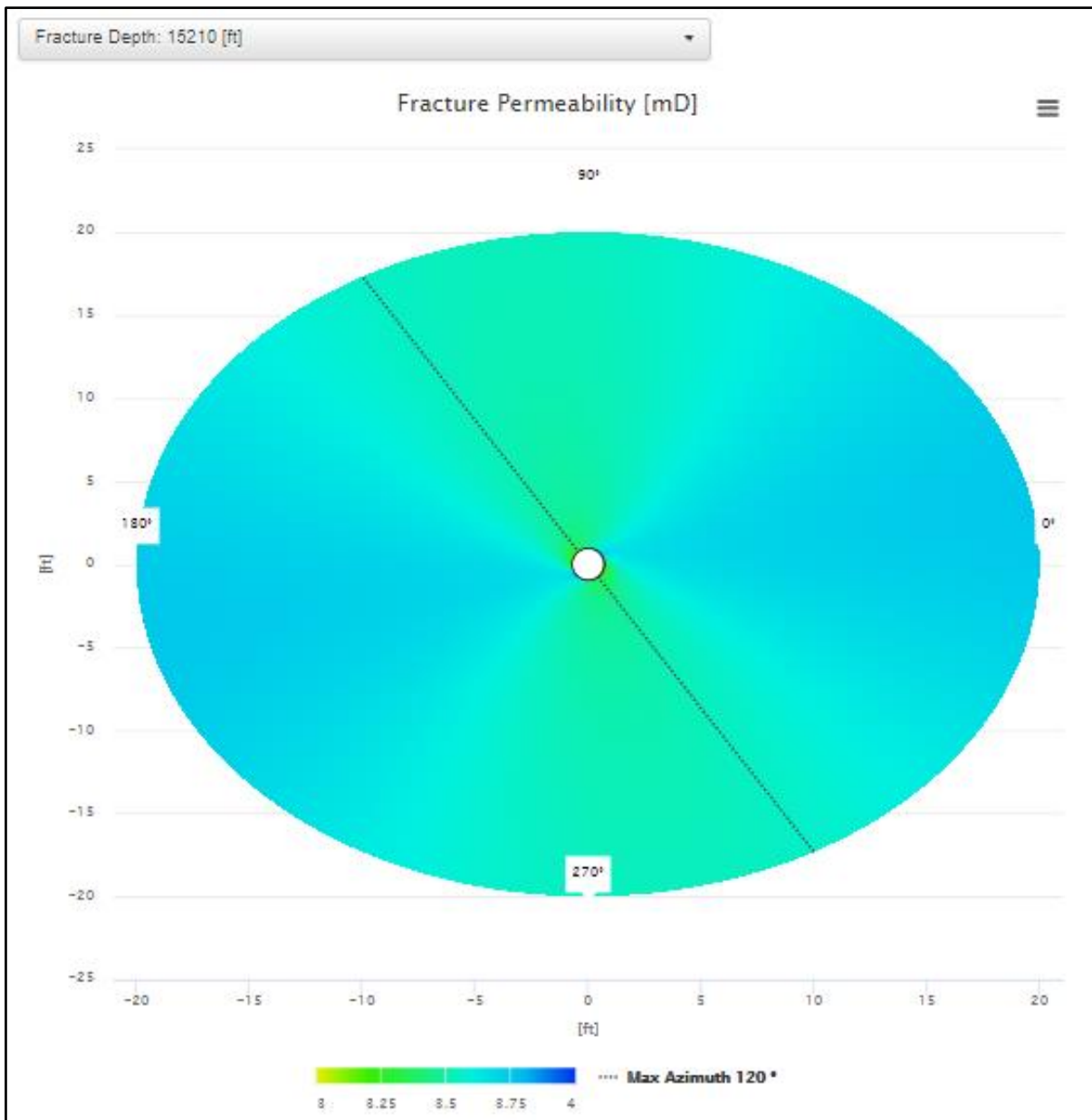


Ilustración 9. Permeabilidad de fractura

- Esfuerzo efectivo normal

En este gráfico se puede observar la variación del esfuerzo efectivo normal sobre la fractura en las coordenadas radial y tangencial. La línea punteada indica el azimuth del esfuerzo horizontal máximo. El círculo en el centro representa el pozo y el radio externo de la circunferencia corresponde al radio de análisis. Ver Ilustración 10.

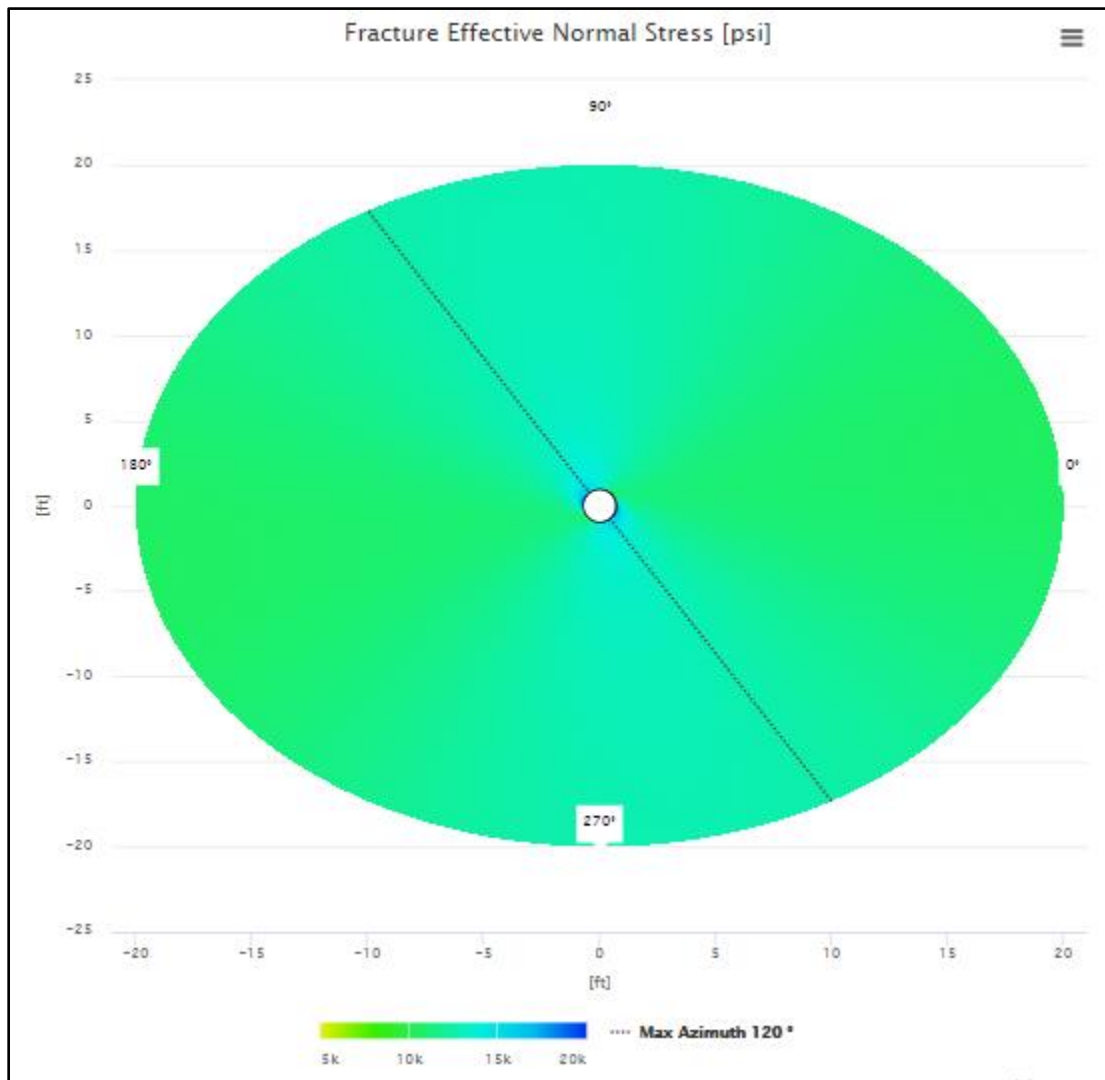


Ilustración 10. Esfuerzo efectivo normal

- Permeabilidad de fractura vs Radio

En este gráfico se puede observar la variación de la permeabilidad de fractura respecto a la coordenada radial, haciendo sensibilidad de análisis sobre una o varias coordenadas tangenciales. Ver Ilustración 11.

Este gráfico contiene una pestaña en la cual podemos seleccionar uno o varios ángulos de azimut de fractura para realizar el análisis. Ver Ilustración 12.

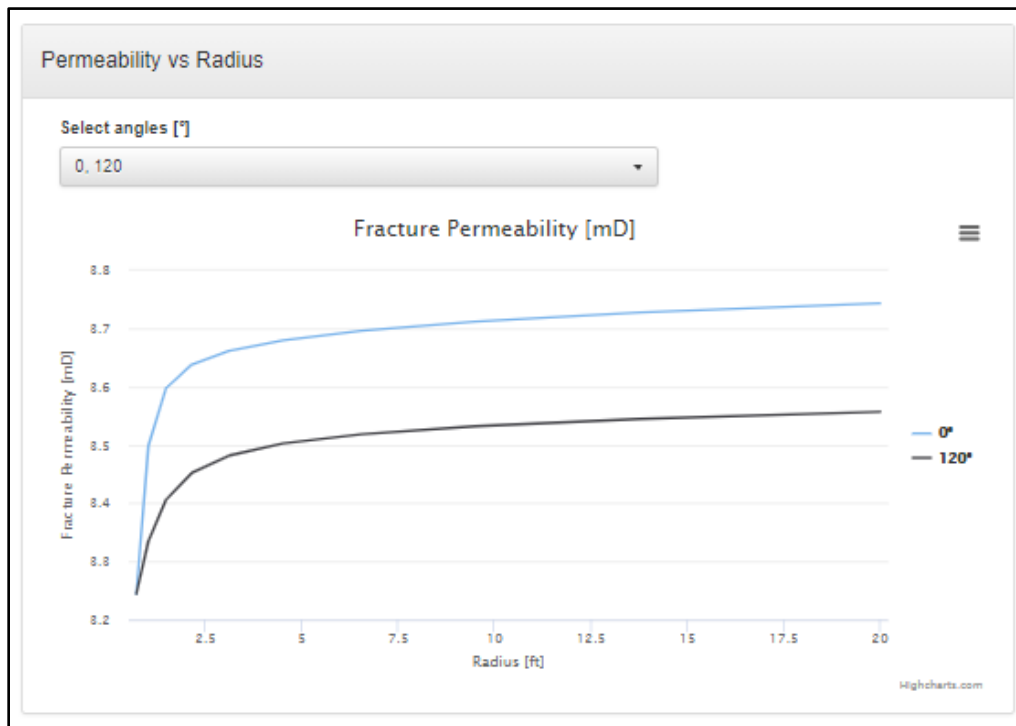


Ilustración 11. Permeabilidad de fractura vs radio

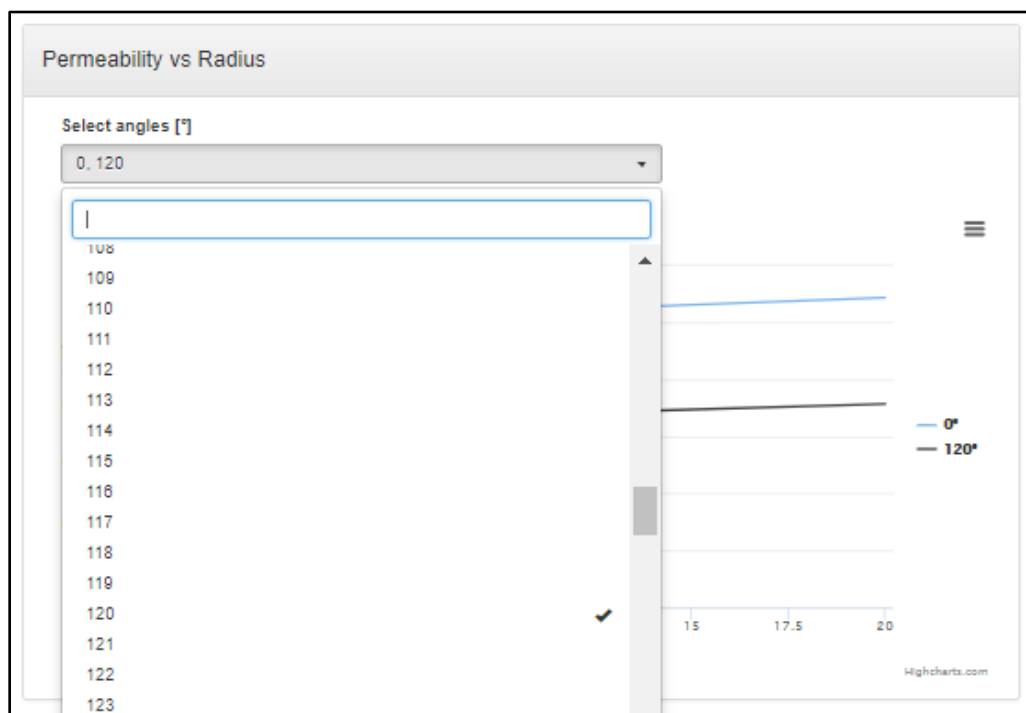


Ilustración 12. Permeabilidad de fractura vs radio – Asignación de ángulo

Este tipo de gráfico también está disponible para la variable apertura de fractura. Ver Ilustración 13.

- Apertura de fractura vs Radio

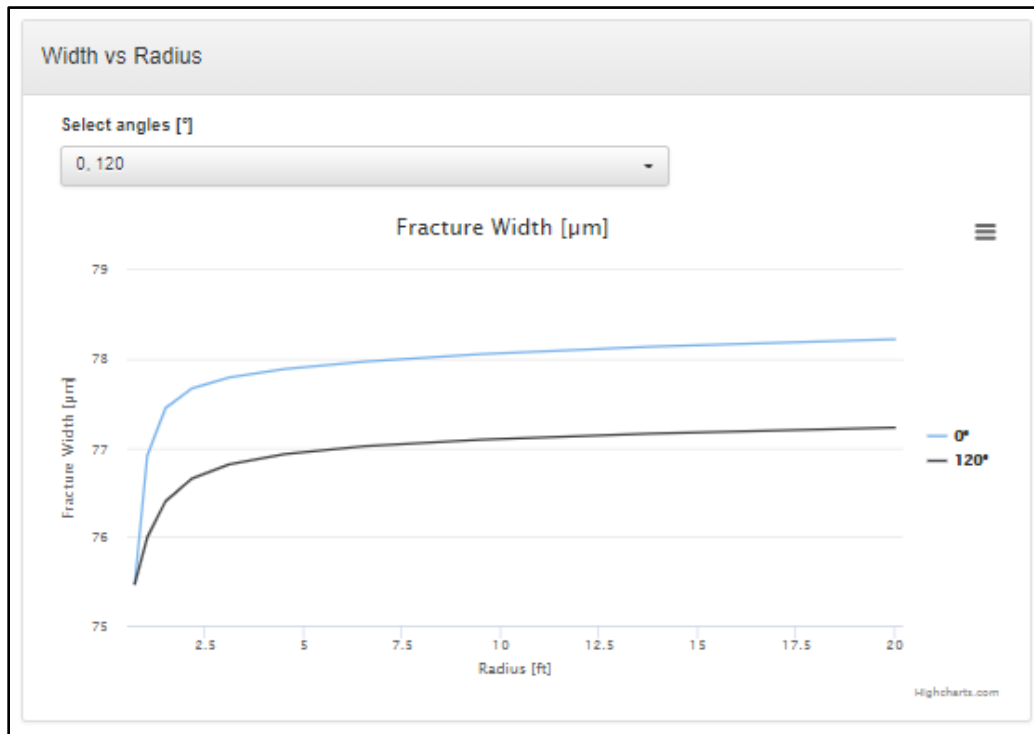


Ilustración 13. Apertura de fractura vs radio

- Permeabilidad de fractura vs Ángulo

En este gráfico se puede observar la variación de la permeabilidad de fractura respecto a la coordenada tangencial, haciendo sensibilidad de análisis sobre una o varios radios. Ver Ilustración 14.

Este gráfico contiene una pestaña en la cual podemos seleccionar uno o varios radios para realizar el análisis. Ver Ilustración 15.

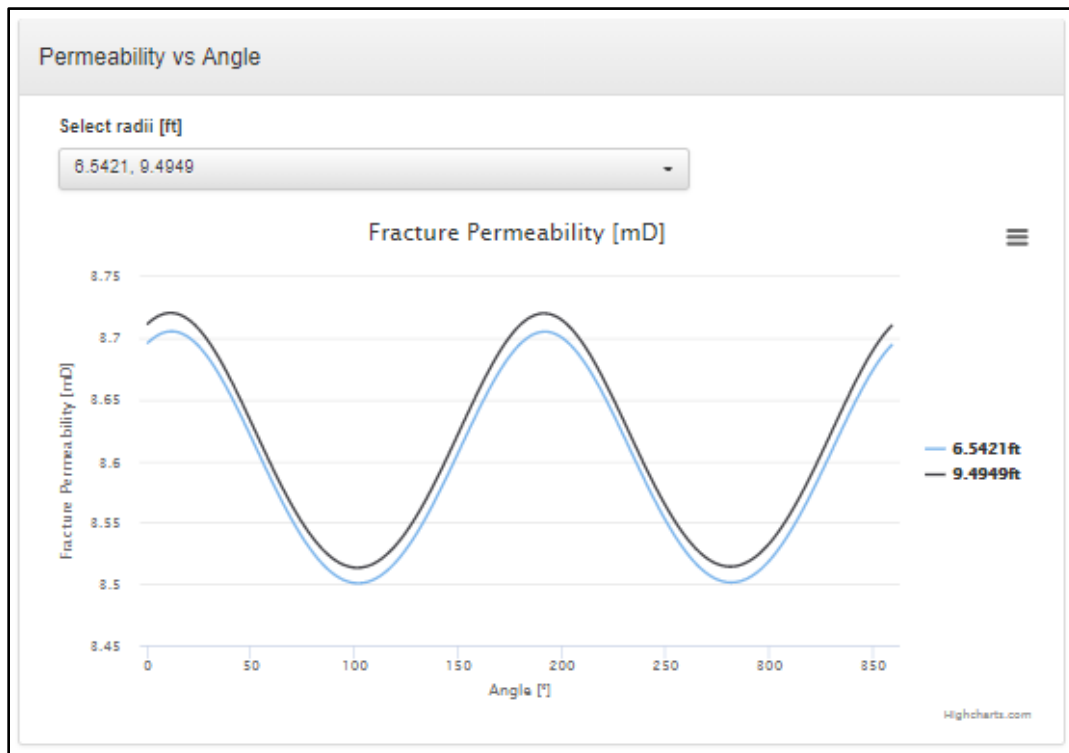


Ilustración 14. Apertura de fractura vs radio

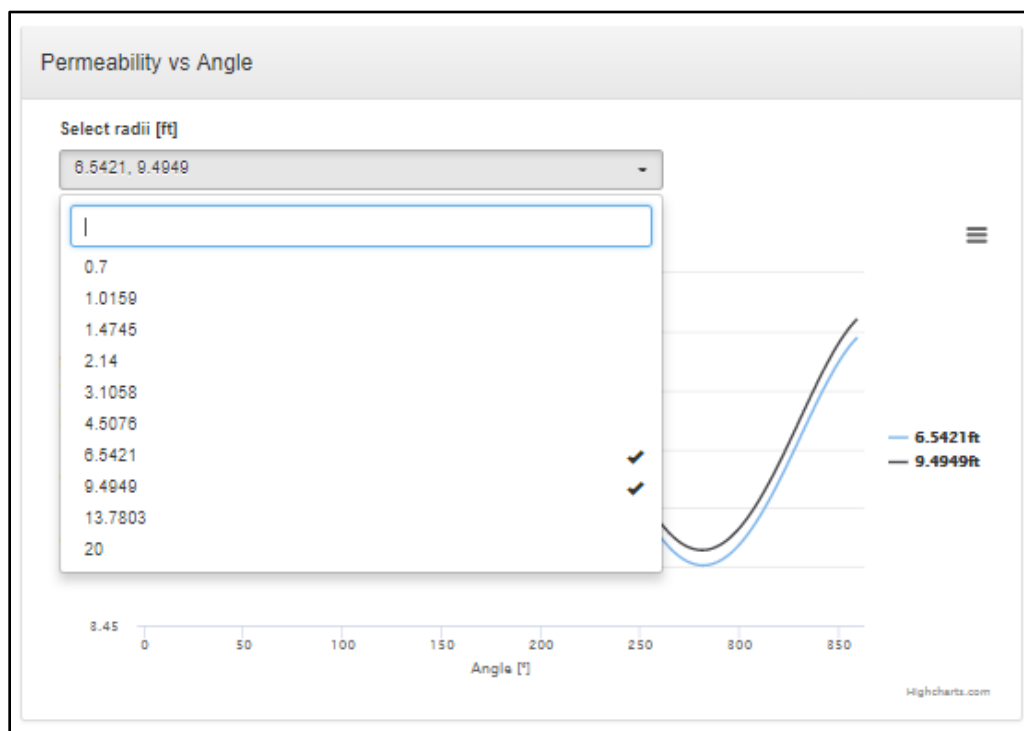


Ilustración 15. Apertura de fractura vs radio – Asignación de radio

Este tipo de gráfico también está disponible para la variable apertura de fractura. Ver Ilustración 16.

- Apertura de fractura vs Ángulo

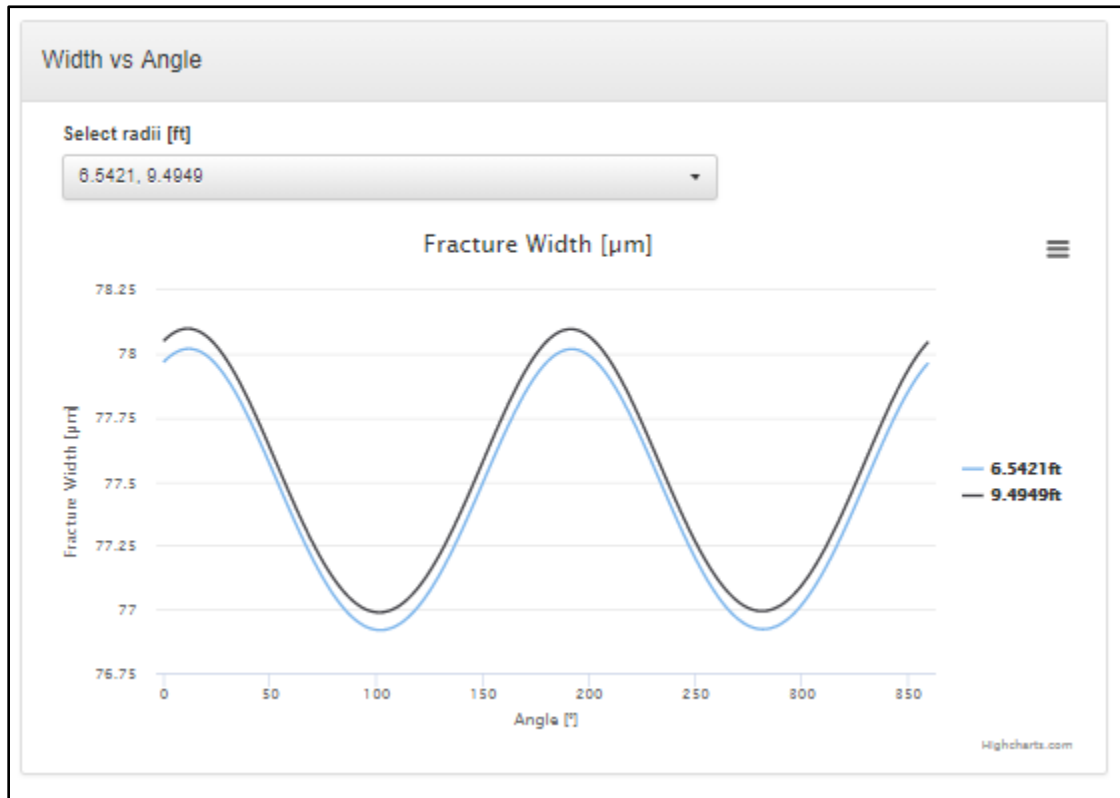


Ilustración 16. Apertura de fractura vs ángulo

- Permeabilidad de fractura vs Esfuerzo efectivo normal

En este gráfico se puede observar la variación de la permeabilidad de fractura respecto al esfuerzo efectivo normal, haciendo sensibilidad de análisis sobre una o varias coordenadas tangenciales. Ver Ilustración 17.

Este gráfico contiene una pestaña en la cual podemos seleccionar uno o varios ángulos de azimut de fractura para realizar el análisis. Ver Ilustración 18.

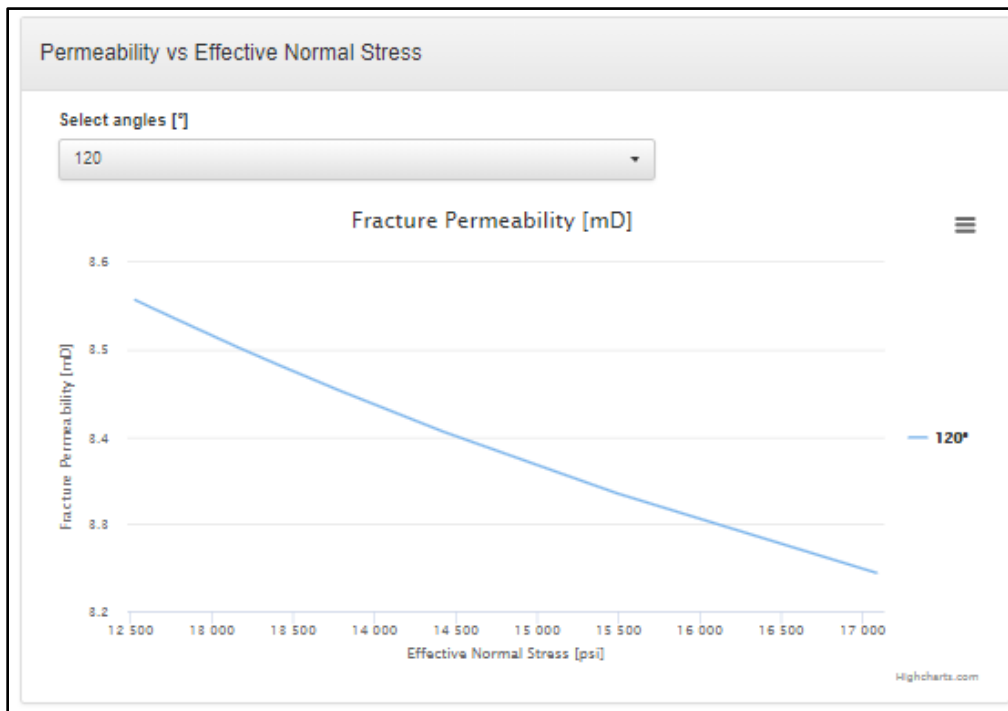


Ilustración 17. Permeabilidad de fractura vs Esfuerzo efectivo normal

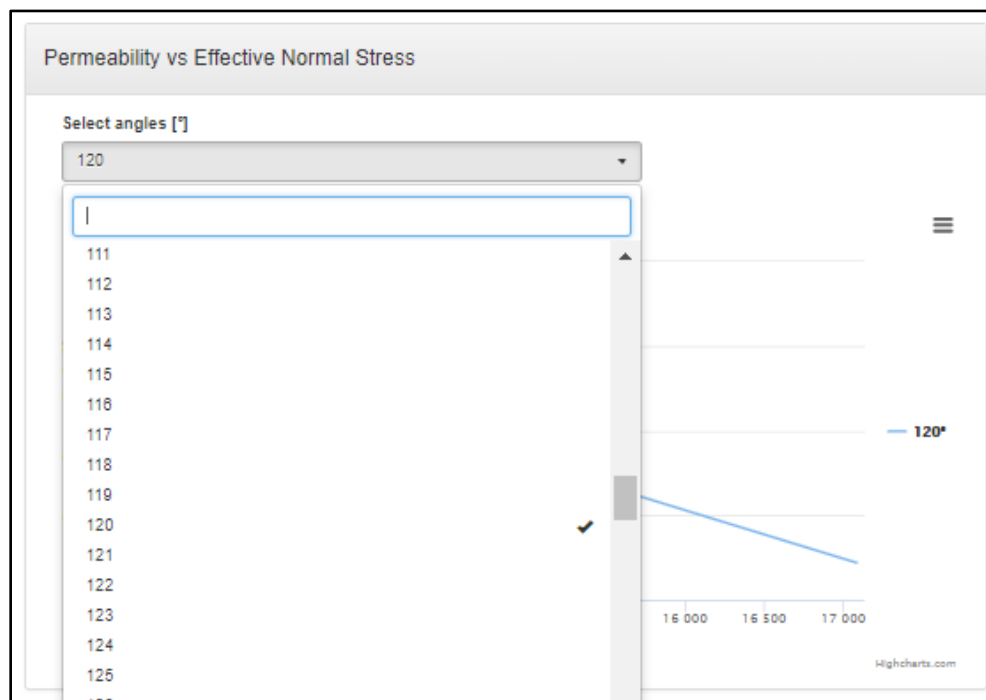


Ilustración 18. Permeabilidad de fractura vs Esfuerzo efectivo normal – Asignación de ángulo

Fractura Spatial Distribution

En esta sección se despliega el gráfico de distribución espacial de los planos de fractura en la malla de simulación. En la parte inferior del gráfico se encuentra la leyenda, en la cual se pueden identificar las fracturas por su azimuth y buzamiento de azimuth. La línea punteada corresponde al azimuth del esfuerzo horizontal máximo. En la parte superior del gráfico, bajo el rótulo “Current depth” se encuentra una barra dinámica, en la cuál se puede asignar la profundidad de análisis. Ver Ilustración 19.

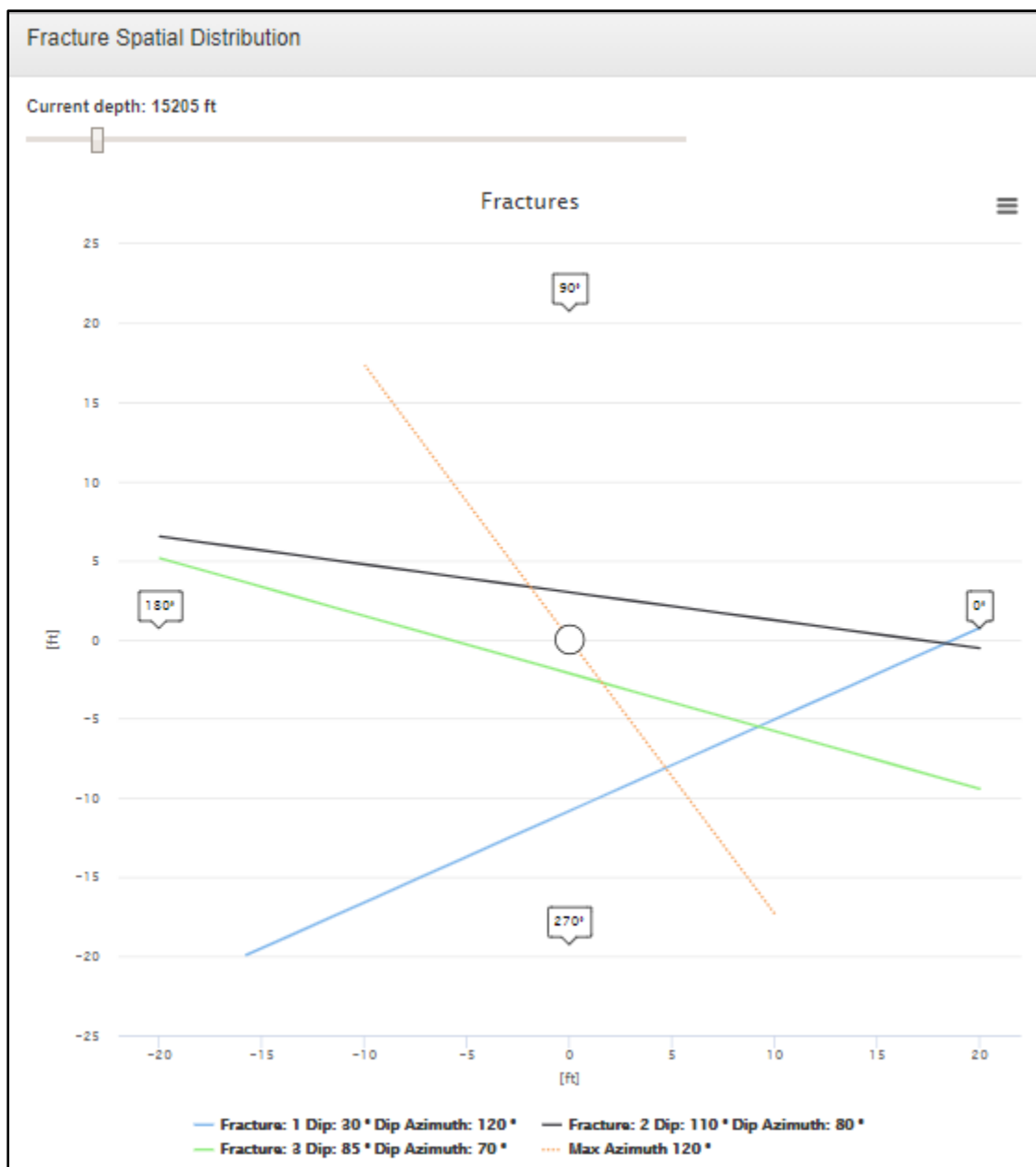


Ilustración 19. Distribución espacial de fracturas

Pore Pressure Results

En esta sección se despliega el gráfico de variación de presión de poro respecto a la coordenada radial. Ver Ilustración 20.

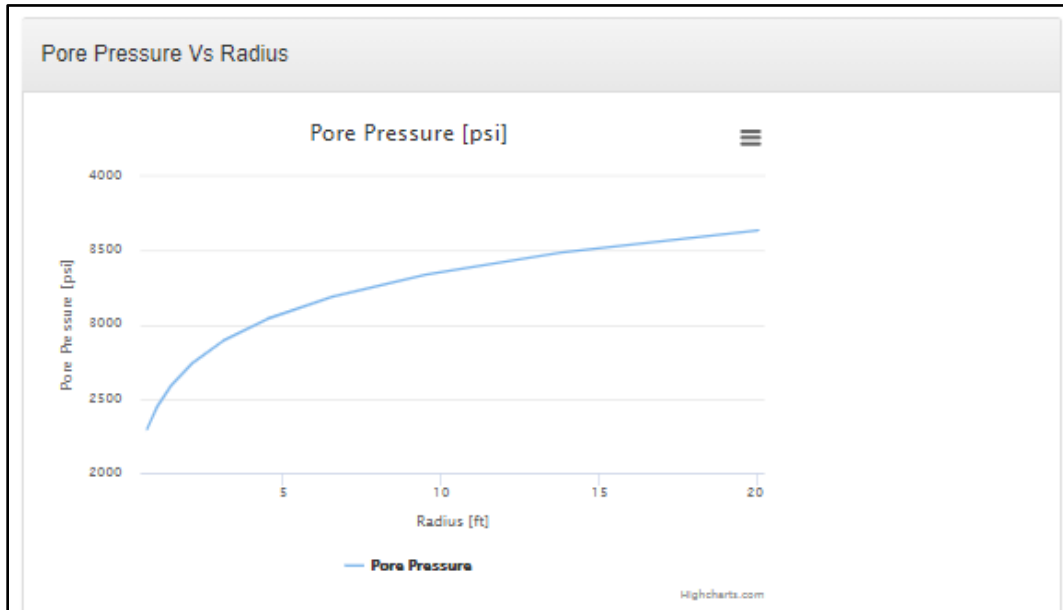


Ilustración 20. Presión de poro vs radio

Effective Stresses

En esta sección se despliega el gráfico de variación de los esfuerzos efectivos alrededor del pozo (radial, tangencial y vertical) respecto al radio. En la parte superior del gráfico, bajo el rótulo “Current depth” se encuentra una barra dinámica, en la cual se puede asignar la profundidad de análisis. Ver Ilustración 21.

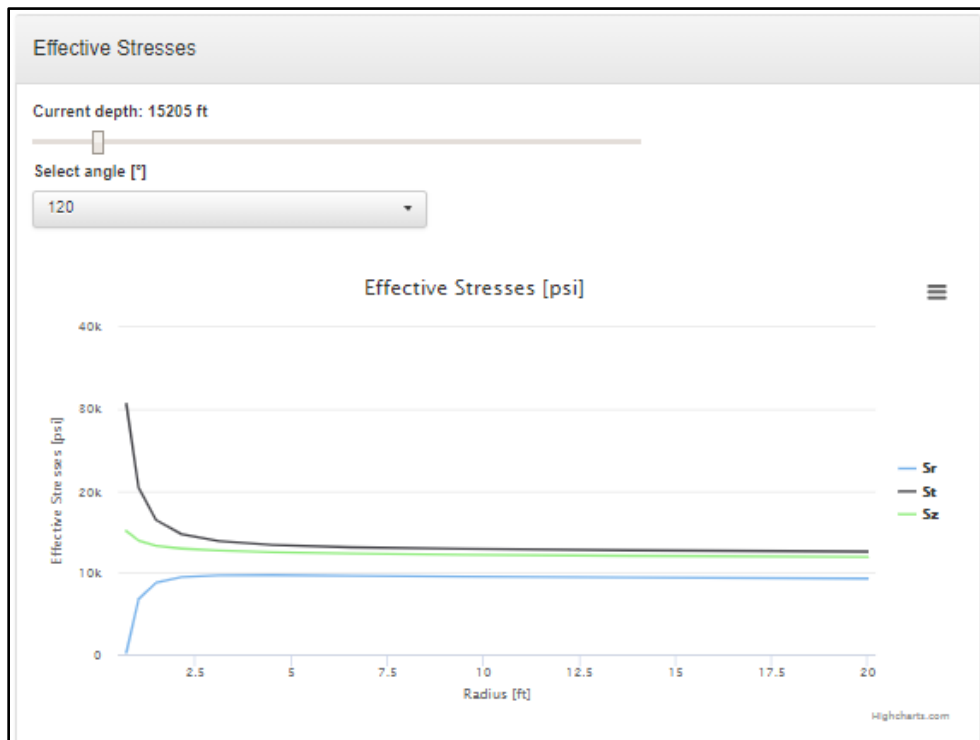



Ilustración 21. Esfuerzos efectivos alrededor del pozo vs radio

En cada uno de los gráficos presentados anteriormente se encuentra en la parte superior derecha el botón  , el cuál al ser oprimido desplegará el menú que se encuentra a continuación:

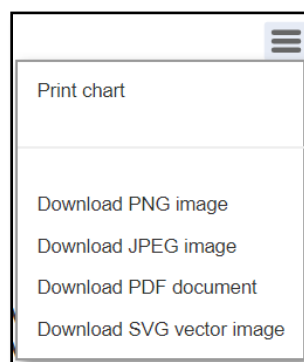


Ilustración 22. Formatos de descarga de imágenes

En este menú se encuentra la opción *Print chart* la cual permite al usuario imprimir el grafico mostrado en cuatro opciones de formato diferentes: PNG, JPEG, PDF y SVG.