

IFDM

Integrated Formation Damage Model

INTEGRATED FORMATION DAMAGE MODEL

Migración de Finos

Manual de Usuario

Versión 2018



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

PROLOGO

INTEGRATED FORMATION DAMAGE MODEL (IFDM) constituye una herramienta computacional que permite el estudio integrado del daño de formación incluyendo opciones como 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 cierto conocimiento básico de ingeniería de yacimientos al igual que una experiencia sobre el estudio de daño de formación.

El presente Manual de Usuario detalla la entrada de datos para realizar los análisis mencionados previamente. Se requiere cierto conocimiento básico de ingeniería de yacimientos al igual que una experiencia sobre el estudio de daño de formación.

Si surgen consultas, sírvase 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 del IFDM, incluido el software y la documentación conexas, 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

Los finos de formación se conocen como partículas muy pequeñas de material sólido libres en los espacios porosos del yacimiento.

El daño de formación ocurre cuando los fluidos de yacimiento al fluir a través del medio poroso desprenden el material sólido particulado y se deposita aguas arriba, con preferencia, en la zona cercana al fondo del pozo. El material fino se acumula y obstruye el paso de los fluidos, la porosidad de la roca disminuye, la capacidad de flujo de la roca se deteriora y el fenómeno se conoce como daño de formación por flujo de finos o daño de formación por procesos de partícula.

El modelo del daño de formación permite determinar la composición, características físicas y factores controladores del comportamiento de los finos pero se necesita desarrollar técnicas que permitan superar sus efectos indeseables en el yacimiento. La nanotecnología en la industria del petróleo surge como una herramienta atractiva para dar solución al problema de migración y taponamiento de finos. Las nanopartículas dado su pequeño tamaño y su capacidad adsorbtiva se presentan como candidatas para la fijación de finos a la superficie de la matriz rocosa y por ende la remoción y estabilización del daño.

Este manual de usuario se presenta como una herramienta para el uso del software web IFDM por sus siglas en inglés (modulo integrado de daño de formación), mediante su contenido el usuario podrá comprender de una manera sencilla el correcto uso del aplicativo, así como consultar las dificultades que se presenten en el manejo del mismo.

2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

2.1 Acceso al sistema

Se denomina *Acceso* al sistema a la interfaz inicial que permite al usuario ingresar al aplicativo, esto lo puede hacer mediante el siguiente link: <http://ifdm.dftmp.co/>

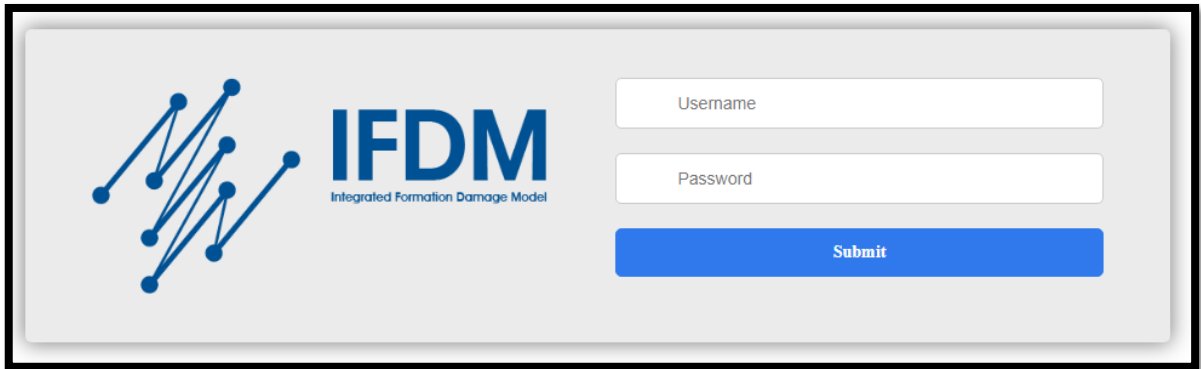


Ilustración 1. Interfaz de ingreso de usuario

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 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.

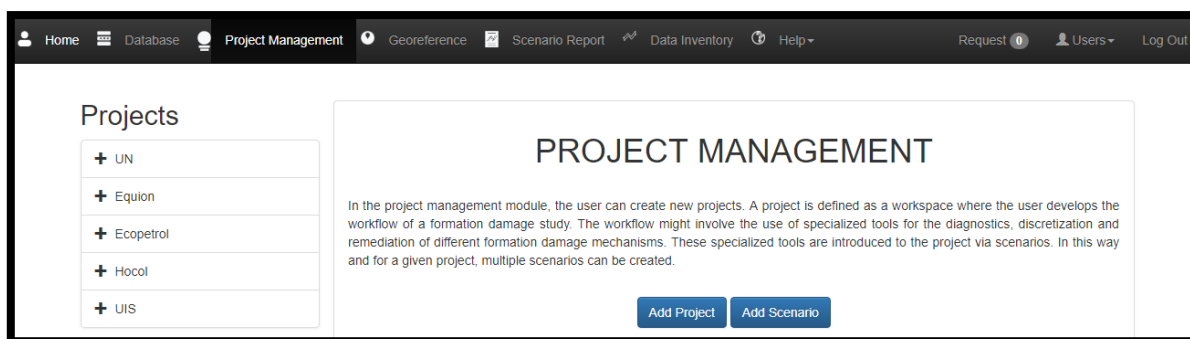


Ilustración 2. Interfaz principal de Project Management

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

The screenshot shows a form titled 'Scenario'. It contains several input fields: 'Type*' (dropdown with '-'), 'Project Name*' (dropdown with 'Nothing selected'), 'Study Date (DD/MM/YY)*' (text field with '04/11/2019'), 'Basin*' (dropdown with 'Nothing selected'), 'Well*' (dropdown with 'Nothing selected'), 'Duplicate from...' (text field with 'Scenario' and a red 'X' button), 'Scenario Name*' (text field), 'Description*' (text area), 'Field*' (dropdown with 'Nothing selected'), and 'Producing Interval*' (dropdown with 'Nothing selected'). At the bottom right are 'Save' and 'Cancel' buttons.

Ilustración 3. Interfaz Adición de Escenario

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 un recuadro en blanco donde se puede escribir el análisis deseado.

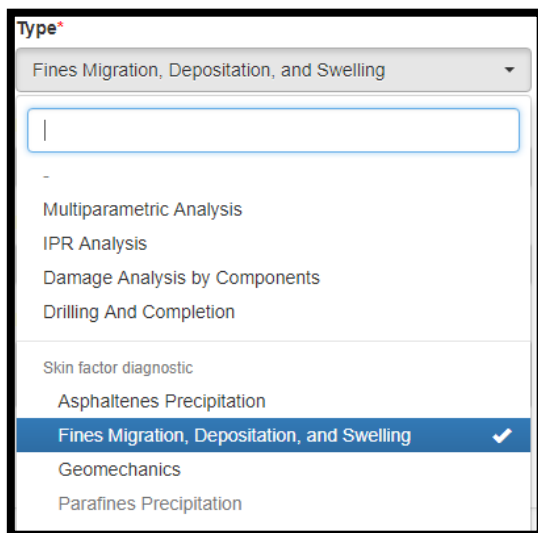


Ilustración 4. Menú desplegable de la sección Type

- *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 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*: El usuario debe agregar cualquier información del escenario a crear.

5 MIGRACIÓN DE FINOS

Este módulo está compuesto de 4 secciones para 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 información necesaria para continuar.

5.1 Datos generales

La sección de *General Data* permite al usuario ingresar datos de pozo, formación y las propiedades de las partículas de finos correspondientes al escenario que se está creando.

5.1.1 Propiedades del pozo

Primero se pide las propiedades del pozo (ver Ilustración 5):

- Radio de drenaje *Drainage Radius* en pies [ft]. Es el área de un yacimiento en el que un solo pozo sirve como un punto para el drenaje de los fluidos del yacimiento. [1] Puede estimarse mediante pruebas de drawdown.
- Espesor neto de producción *Net Pay* en pies [ft]. Es la parte del espesor del yacimiento que contribuye a la recuperación del petróleo. Este dato se puede conseguir mediante todas las mediciones disponibles realizadas en muestras de yacimientos y en pozos, como las pruebas realizadas a un núcleo [1].
- Radio del pozo *Well Radius* en pies [ft], radio de perforación *Perforation Radius* en pulgadas [in]. 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 [1].
- Número de perforados que tiene el pozo *Number of Perforations*. Corresponde a el o los túneles de comunicación hechos desde el casing o el revestimiento hasta el interior de la formación. Este dato es obtenido del diseño de completamiento.
- Radio de los perforados *Perforation Radius*, en pulgadas [inch]. Es el radio correspondiente a el o los túneles de comunicación hechos desde el casing o el revestimiento hasta el interior de la formación. Se puede obtener del diseño de completamiento.

The screenshot shows the 'General Data' tab selected. Below it, the 'Well Properties' section is visible. It contains five input fields, each with an information icon (i) on the left and a unit dropdown on the right:

- Drainage Radius***: Input field with value '950' and unit 'ft'.
- Net Pay***: Input field with value '36' and unit 'ft'.
- Well Radius***: Input field with value '0.5' and unit 'ft'.
- Perforation Radius***: Input field with value '0.16' and unit 'inch'.
- Numbers Of Perforations***: Input field with value '132' and unit '-'.

Ilustración 5. Sección de Ingreso de las propiedades del pozo

Se debe notar que al lado izquierdo de cada recuadro para ingreso de datos se encuentra el icono de ayuda *Help*, el cual abre una ventana desplegable que está dividida en dos secciones: *Information*, donde se encuentra información sobre el dato a ingresar, así como se observa en la Ilustración 6. La segunda sección *Import Data From Another Scenario* permite al usuario obtener el dato que se desea ingresar a partir de otro escenario que ya posea el dato que se necesita, como se ve en la Ilustración 7.

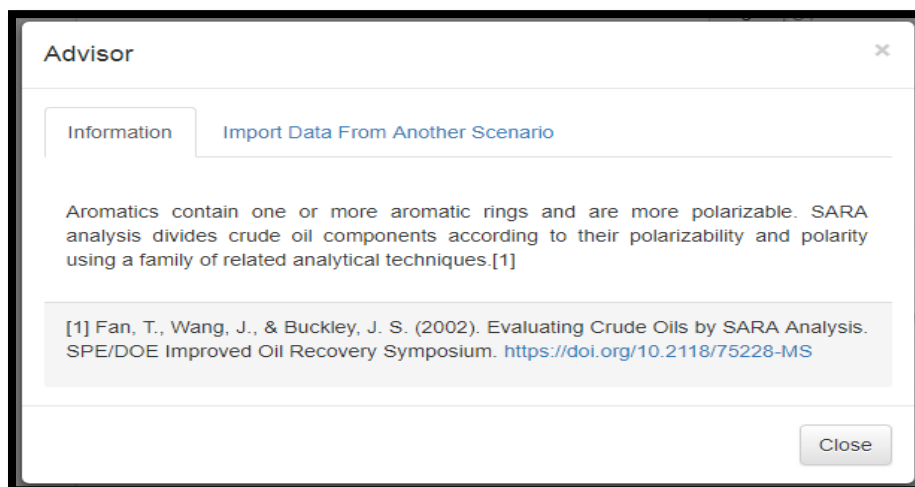


Ilustración 6. Ventana desplegable de información

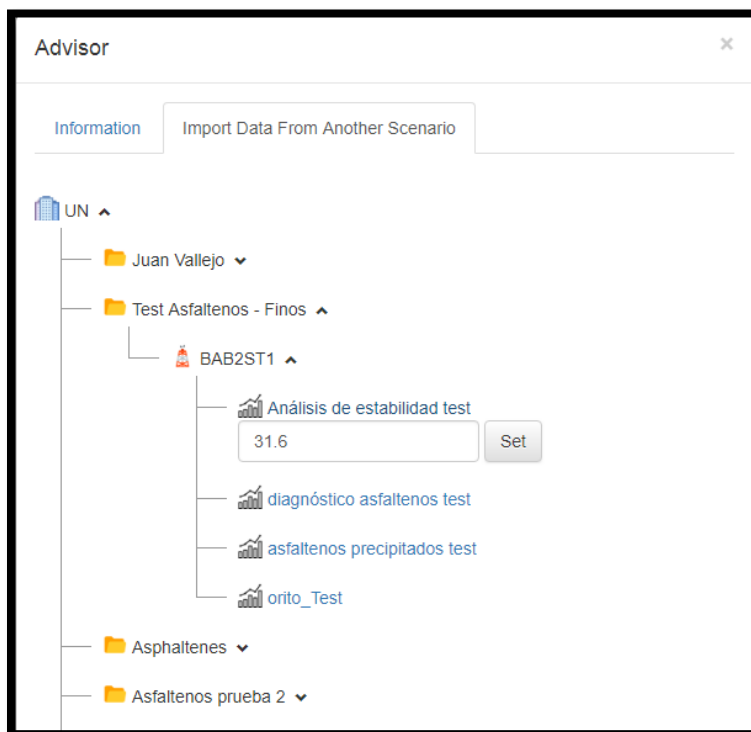


Ilustración 7. Importar dato a partir de otro escenario

5.1.2 Propiedades de la formación

A continuación, el usuario debe ingresar la información de las propiedades de la formación (ver Ilustración 8):

- Compresibilidad de la formación *Compressibility* en unidades psi^{-1} . Esta propiedad de la roca es medida durante la exploración o perforación del yacimiento. La compresibilidad de la roca es el cambio de volumen de la roca en respuesta a un gradiente de presión. La correlación de Hall es una forma de calcularlo: $C = (1.87 * (10^{-6}) * (\phi^{-0.415}))$, donde C es la compresibilidad de la roca, y ϕ es la porosidad de la formación [1].
- Porosidad inicial de la formación *Initial Porosity* en unidades de fracción. La porosidad de una roca es una medida de la capacidad de almacenamiento (volumen de poro) que es capaz de contener fluidos. Es la relación entre el volumen de poro y el volumen total (volumen total) [1]. El análisis de núcleos y los registros de pozos se usan ampliamente para evaluar la porosidad inicial [2].
- Constante para la porosidad límite. *Constant for the Porosity limit*. Es aquella constante para calcular la máxima disminución de la porosidad. Se puede obtener conociendo la permeabilidad final de las pruebas Multi-Tasa. También se puede estimar con simulación por el grupo "Yacimientos de hidrocarburos" de la "Universidad Nacional sede Medellín".
- Permeabilidad Inicial *Initial Permeability* en miliDarcys. Es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad de la formación para permitir el paso del flujo [1]. El análisis de núcleos y los registros de pozos se usan ampliamente para evaluar la permeabilidad inicial [2].
- Diametro promedio de los poros en la formación *Average Pore Diameter* en micrometros [μm]. Es el ancho promedio de los conductos de las rocas que permiten que el fluido se mueva [1]. Esta propiedad de la roca es medida durante la exploración o perforación del yacimiento, a través del análisis de núcleos.
- Presión Inicial *Initial Pressure* en [psi]. Corresponde a la fuerza ejercida por los fluidos en una formación al comienzo de la historia de producción [1].
- Saturación Inicial *Initial Saturation* en unidades de fracción. Esta es la fracción de agua en un espacio poroso dado [1].

The screenshot shows a web form titled "Formation Properties". It contains seven input fields, each with an information icon (i) on the left and a unit selector on the right. The fields are arranged in two columns. The first column contains: "Compressibility*" with value "5.5E-5" and unit "1/psi"; "Constant For The Porosity Limit*" with value "4.0E-6" and unit "-"; "Average Pore Diameter*" with value "3" and unit " μm "; and "Initial Saturation*" with value "0.16" and unit "Fraction". The second column contains: "Initial Porosity*" with value "0.125" and unit "Fraction"; "Initial Permeability*" with value "300" and unit "mD"; and "Initial Pressure*" with value "3746" and unit "psi".

Property	Value	Unit
Compressibility*	5.5E-5	1/psi
Initial Porosity*	0.125	Fraction
Constant For The Porosity Limit*	4.0E-6	-
Initial Permeability*	300	mD
Average Pore Diameter*	3	μm
Initial Pressure*	3746	psi
Initial Saturation*	0.16	Fraction

Ilustración 8. Sección de ingreso de las propiedades de la formación

5.1.3 Propiedades de las partículas de finos

Finalmente, en la sección Datos Generales *General Data* el usuario debe ingresar las propiedades de las partículas de finos, como se observa en la Ilustración 9:

- Primero se debe escoger el tipo de fluido en el que se encuentra en suspensión las partículas de fino *Type of suspension Flux*, las opciones son agua *Water* o aceite *Oil*.
- Densidad de la partícula de fino *Fine Density* en unidades de gramo sobre centímetro cúbico [g/cc]. Este dato se obtiene de las pruebas de laboratorio de finos. Puede ser calculado por los grupos "Fenomenos de superficie" o "Fluidos de yacimiento" de la "Universidad Nacional sede Medellín".
- Diámetro de las partículas de fino *Fine Diameter* en μm . Se puede encontrar mediante prueba experimental de dispersión de luz dinámica (DLS). Puede ser calculado por los grupos "Fenomenos de superficie" o "Fluidos de yacimiento" de la "Universidad Nacional sede Medellín".
- Caudal crítico *Critical Rate* en unidades de cc/min. Corresponde al cálculo de la tasa crítica a las condiciones de laboratorio: La velocidad crítica es la velocidad a la cual las partículas con una adhesión débil a la superficie porosa pueden separarse mediante la fuerza de cizallamiento o arrastre del fluido, este dato puede medirse en el laboratorio mediante una prueba de desplazamiento y ajustarse a las condiciones del campo. La prueba se basa en la medición de la permeabilidad de la muestra a diferentes velocidades de inyección.
- Concentración inicial de finos en el fluido *Initial Fines Concentration In Fluid* en unidades de gramo sobre centímetro cúbico [g/cc]. Este dato se puede conseguir de prueba de laboratorio de sólidos totales. Puede ser calculado por los grupos "Fenomenos de superficie" o "Fluidos de yacimiento" de la "Universidad Nacional sede Medellín".
- Concentración inicial de las partículas de finos depositadas *Initial Deposited Fines Concentration* en unidades de gramo sobre centímetro cúbico [g/cc]. Se asume que solo se deposita el 2% de la masa de finos. El dato correcto puede calcularse con información de un núcleo del yacimiento y su mineralogía por los grupos "Fenomenos de superficie" o "Fluidos de yacimiento" de la "Universidad Nacional sede Medellín". Además, si no se posee el valor de este último dato existe la opción de calcularlo, dando click en el botón azul *Calculate* que se encuentra al lado derecho de la interfaz.

The screenshot shows a web form titled "Fines Properties". It contains the following fields:

- Type of Suspension Flux***: A dropdown menu with "Water" selected.
- Fine Density***: A text input field containing "2.54" with the unit "g/cc" to its right.
- Fine Diameter***: A text input field containing "10" with the unit " μm " to its right.
- Initial Deposited Fines Concentration***: A text input field containing "0.001" with the unit "g/cc" to its right. To the right of this field is a blue button labeled "Calculate".
- Critical Rate***: A text input field containing "2.4" with the unit "cc/min" to its right.
- Initial Fines Concentration In Fluid***: A text input field containing "0.0542" with the unit "g/cc" to its right.

Ilustración 9. Sección de Ingreso de las propiedades de las partículas de finos

Si el usuario decide calcular el valor del dato de la concentración inicial de las partículas de finos depositadas, se despliega una interfaz (ver Ilustración 10) que pide ingresar los datos del núcleo como sigue: longitud *length* en centímetros [cm], diametro *Diameter* en centímetros [cm], porosidad *Porosity* en fracción.; además se pide datos de la arcilla como el porcentaje de Illite, Kaolinita, Clorita, Esmeclita y el promedio de arcilla total en porcentaje, finalmente se debe ingresar los porcentajes de los minerales presentes: cantidad de cuarzo y feldespato en porcentaje y así dando click en *calculate* se determina el valor.

Formation Properties

Deposited Fines

Core Data

Length* 0 cm

Diameter* 0 cm

Porosity* 0 Fraction

Clay Data

Illite* 0 %

Kaolinite* 0 %

Chlorite* 0 %

Emectite* 0 %

Total Amount of Clays* 0 %

Mineral Data

Quartz* 0 %

Feldspar* 0 %

Calculate Ok

Integrated Formation Damage Model

Ilustración 10. Sección para calcular la concentración inicial de las partículas de finos

5.2 Datos PVT

En esta sección el usuario debe completar la tabla de datos PVT del fluido que seleccionó en principio, como sigue:

- Densidad del fluido *Oil/water Density* en gramos sobre centímetro cubico [g/cc]. Corresponde a la masa o el peso de una sustancia por unidad de volumen [1].
- Viscosidad del Fluido *Oil/water Viscosity* en centipoise [cP]. Es la medida de la resistencia de un fluido al flujo, se expresa comúnmente en términos del tiempo requerido para que un volumen específico del líquido fluya a través de un tubo capilar de un tamaño específico a una temperatura dada [1].
- Factor Bo del fluido *Oil/water Volumetric factor* en barriles de yacimiento sobre barriles normales [bbl/BN]. Relaciona el volumen de aceite o agua, medido en condiciones determinadas, con el volumen de aceite o agua medido en condiciones estándar [1].

Todo lo anterior medidos a presiones específicas y temperatura del yacimiento, obtenidos de liberación diferencial pruebas [1].

The screenshot displays a software interface for entering PVT data. At the top, there are four tabs: 'General Data', 'PVT Data' (which is selected), 'Phenomenological Constants', and 'Historical Data'. Below the tabs, the 'PVT Data' section contains a table with the following data:

	Pressure [psi]	Oil Density [g/cc]	Oil Viscosity [cP]	Oil Volumetric Factor [bbl/BN]
1	147	0.7710000	0.9200000	0.990000
2	294	0.7710000	0.9200000	0.990000
3	441	0.7710000	0.9200000	0.990000
4	588	0.7710000	0.9200000	0.990000
5	735	0.7710000	0.9200000	0.990000
6	882	0.7710000	0.9200000	0.990000
7	1029	0.7710000	0.9200000	0.990000

At the bottom right of the table area, there is a blue button labeled 'Plot'.

Ilustración 11. Sección de ingreso de datos PVT

Además, en esta sección existe la opción de graficar los datos de la tabla PVT, así como se muestra en la Ilustración 12.

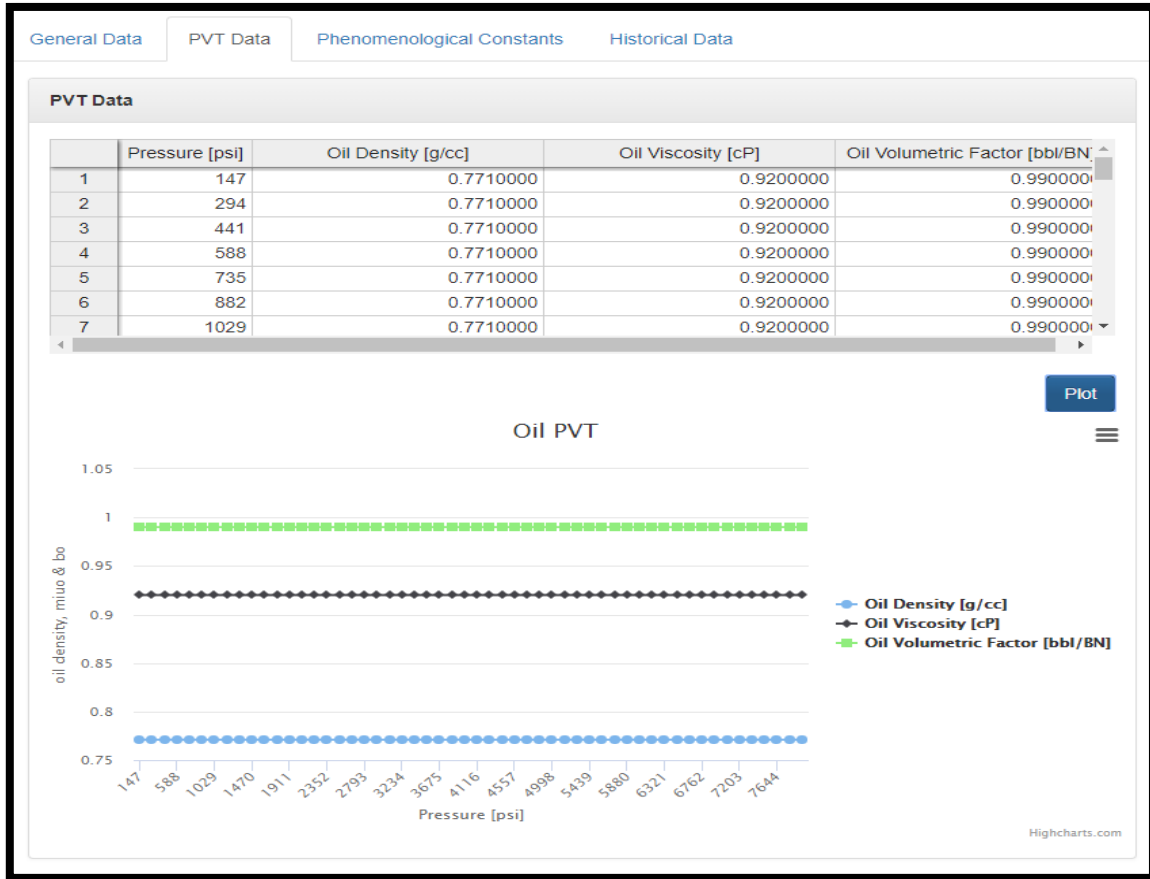



Ilustración 12. Gráfico datos PVT vs Presión

En la parte superior derecha del gráfico PVT, se puede observar el botón  el cual al dar clic desplegará el menú que se muestra a continuación:

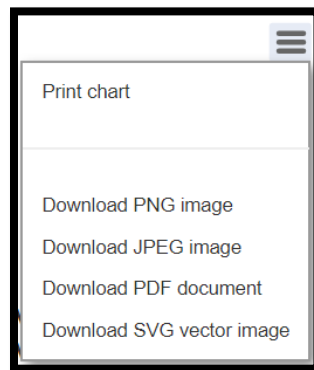


Ilustración 13. Formatos de descarga

En este botón se encuentra la opción *Print chart* el cual permite al usuario imprimir el gráfico mostrado, y además aparecen cuatro opciones de descarga que en su orden son: descarga en formato PNG, descarga en formato JPEG, descarga en formato PDF y descarga en formato SVG.

5.3 Constantes Fenomenológicas

En esta sección el usuario debe ingresar una serie de constantes fenomenológicas del escenario, que pueden tomarse de simulación de constantes fenomenológicas o de la base de datos.

- Flow: Datos de caudal

Parámetros de Depósito:

- K1: Constante fenomenológica para la retención de partículas.
- K2: Constante fenomenológica para el arrastre de partículas.
- DP/DL [atm/cm]. Gradiente de Presión.

Parámetros de generación

- K3: Constante fenomenológica para la liberación de partículas arcilla hinchables
- K4: Constante fenomenológica para el movimiento de finos
- K5: Constante fenomenológica para la erosión de finos superficiales
- DP/DL[atmm/cm]: Gradiente de presión crítica
- Sigma: Concentración inicial de partículas de finos depositados

Parámetros para hinchamiento

- K6: Constante fenomenológica, relación permeabilidad-hinchazón
- 2AB:"Constante fenomenológica para la hinchazón
A: constante de velocidad
B: Constante fenomenológica para la absorción de líquidos"

General Data

PVT Data

Phenomenological Constants

Historical Data

Phenomenological Constants

	Flow [cc/min]	K1	K2	DP/DL [atm/cm]	K3	K4	K5	DP/DL [atm/cm]
1	1.6000000	0.0000017	2.7687000	0.1288000	0.6928000	0.5449000	0.3005000	0.4601000
2	2	0.2808000	2.8037000	0.0457000	0.6889000	0.4946000	0.2999000	0.4031000
3	2.4000000	0.2861000	2.8043000	0.0450000	0.6895000	0.4950000	0.2999000	0.4029000
4	2.8000000	0.2913000	2.8048000	0.0445000	0.6902000	0.4955000	0.2999000	0.4026000
5								

Ilustración 14. Sección de Ingreso de constantes fenomenológicas

Si el usuario no posee estas constantes, puede dirigirse al botón que se encuentra en la parte superior de la tabla (ver Ilustración 15).



Ilustración 15. Icono para importar datos fenomenológicos

Con esta opción el usuario puede importar los datos Fenomenológicos que tiene la base de datos del aplicativo IFDM, como se observa en la Ilustración 16.

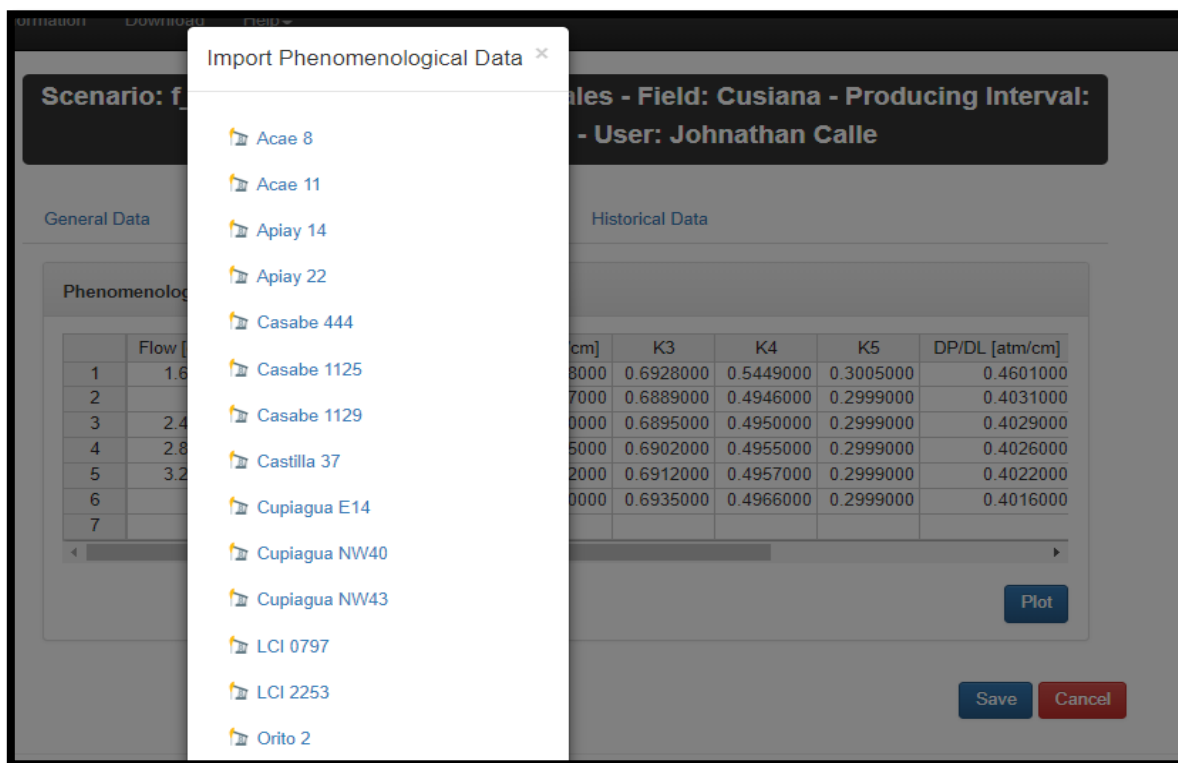


Ilustración 16. Importación de Constantes fenomenológicas

5.4 Datos Históricos

En esta sección el usuario debe ingresar las fechas y datos de los barriles del fluido que se está produciendo (*BOPD*) en [bbl/d]. Los flujos diarios de aceite y agua se obtienen del registro del yacimiento.

General Data
PVT Data
Phenomenological Constants
Historical Data

Historical Data ⓘ

	Date [YYYY-MM-DD]	BOPD [bbl/d]
1	2000-01-01	1474
2	2000-02-01	1347
3	2000-03-01	1386
4	2000-04-01	1341
5	2000-05-01	1262
6	2000-06-01	1208
7	2000-07-01	1238
8	2000-08-01	1179

☐ Perform Production Projection

Plot

Save
Cancel

Ilustración 17. Sección de ingreso de datos históricos

Después de ingresar los datos el usuario tiene la opción de graficar, dando click en el botón azul plot, como se muestra en la **Error! Reference source not found..**

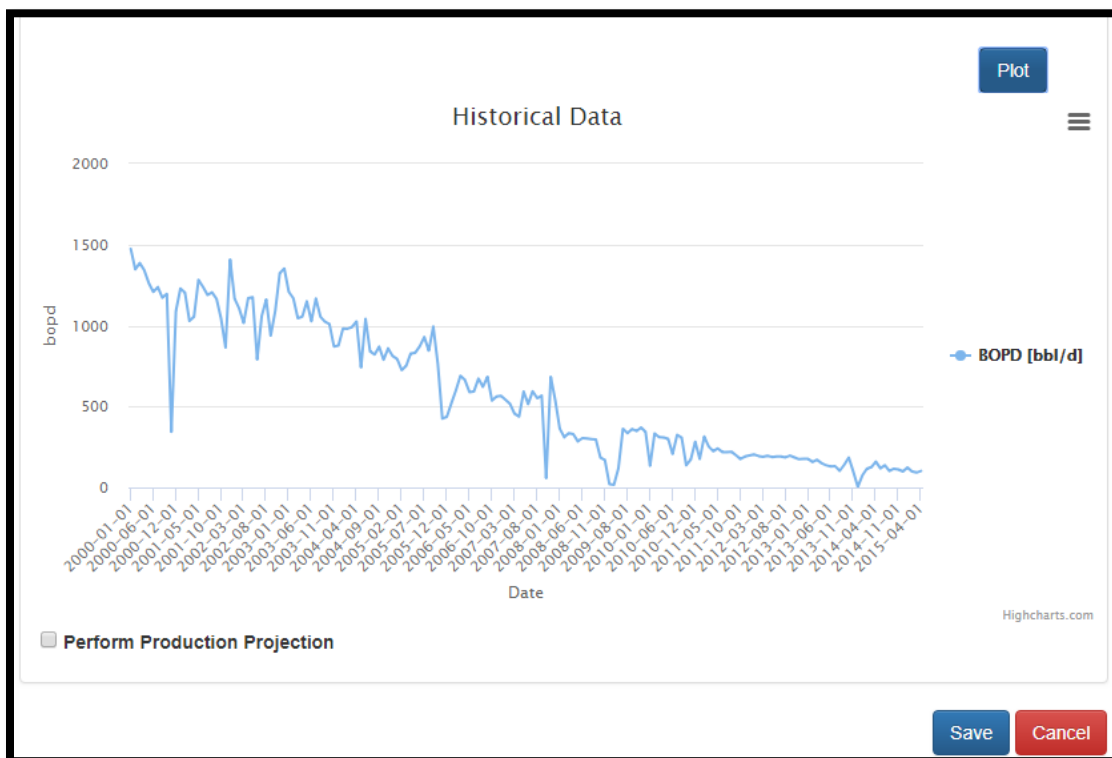


Ilustración 18. gráficos de los datos históricos

En esta sección también se incluye una opción en la que el usuario además puede hacer un pronóstico de producción, esto al dar click en la opción *Perform Production Projection*, que se encuentra en la parte inferior de la tabla, ver Ilustración 19 e Ilustración 20.



Ilustración 19. Opción para hacer pronóstico de producción

Hay que tener en cuenta que al realizar el pronóstico los datos obtenidos se cargan en la tabla de datos históricos, así en ésta quedan los datos ingresados en principio por el usuario y además los datos calculados en el pronóstico, entonces, el usuario debe escoger si se usan los datos del método exponencial o el hiperbólico, ya que esto afectará los resultados finales.

A screenshot of a software interface titled "Production Projection". At the top, there is a checked checkbox labeled "Perform Production Projection". Below this, the section is titled "Production Projection". There are two main input areas: on the left, a prompt "Please, choose a projection data to be included in the historical data" followed by a dropdown menu currently showing "Exponential"; on the right, a label "Final Date*" followed by a date input field containing "06/11/2018". Below the dropdown menu is a blue button labeled "Calculate Production Projection". At the bottom right of the form are two buttons: a blue "Save" button and a red "Cancel" button.

Ilustración 20. sección de ingreso de datos históricos seleccionando la opción de pronóstico de producción

Si el usuario decide hacer un pronóstico de producción debe seleccionar cuales datos (exponencial o hiperbólico) desea agregar a los datos históricos *Please, choose a projection data to be included in the historical data*, además se pide ingresar la fecha final o límite a la cual quiere hacer el pronóstico *Final Date* (la fecha inicial del pronóstico será el día final ingresado manualmente por el usuario en la tabla de datos históricos), finalmente al dar click en el botón azul *Calculate Perform Production Projection* se obtiene el gráfico de pronóstico de producción. En el gráfico los primeros datos corresponden a los datos originales ingresados por el usuario, y los otros dos pronósticos que se grafican son basados uno en un método exponencial y el otro según método hiperbólico. Así como se observa en las Ilustración 21.



Ilustración 21. pronóstico exponencial e hiperbólico de la producción de aceite

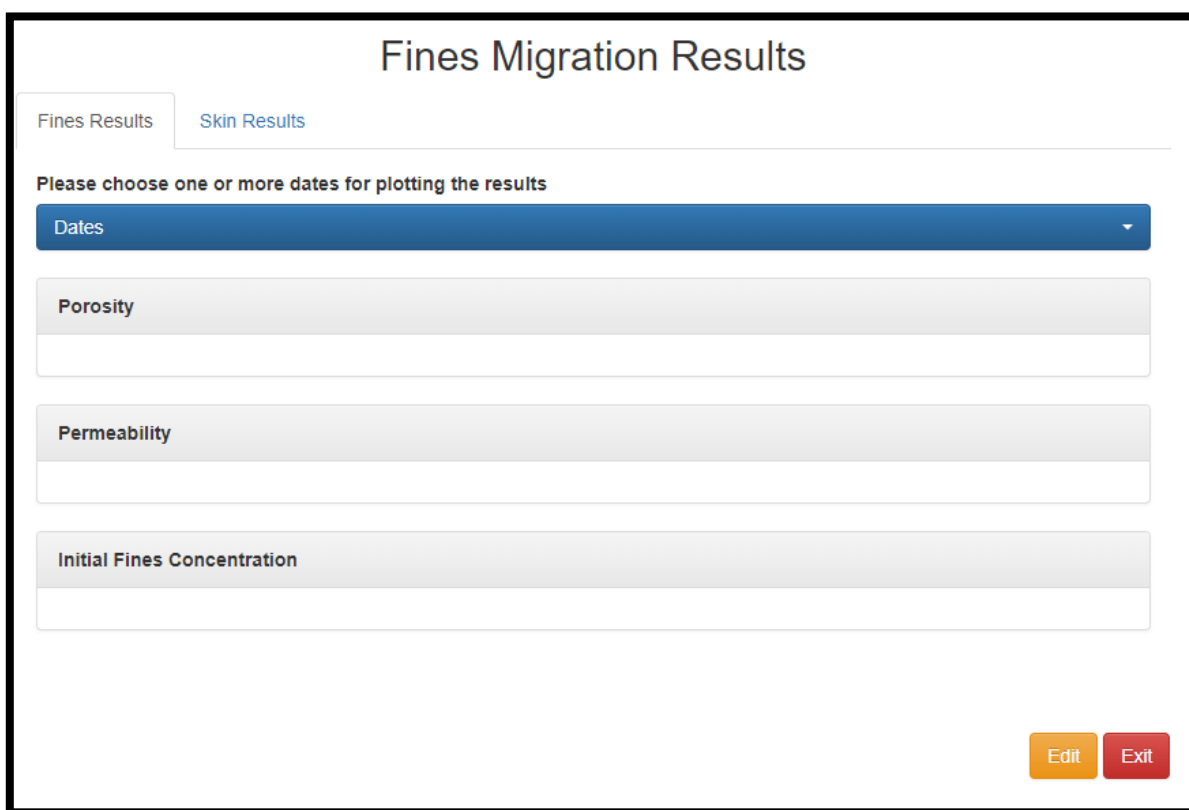
Finalmente, al dar click en el botón Save se culmina el ingreso de datos en el módulo de precipitación de Finos y se obtienen los resultados. Si no se tienen todos los datos, o hay datos incorrectos, el aplicativo lanzará un mensaje informando el error.

6 Resultados

Al terminar de ingresar los datos y dar click en el botón azul Save se mostrarán los resultados de este módulo, que se dividen en dos secciones: Resultados de las partículas de fino y Resultados de Daño

6.1 Resultados referentes a las partículas de fino

Los resultados que se obtienen son fecha a fecha, basados en los datos históricos



Fines Migration Results

Fines Results Skin Results

Please choose one or more dates for plotting the results

Dates

Porosity

Permeability

Initial Fines Concentration

Edit Exit

Ilustración 22. Interfaz de los resultados de las partículas de finos

Primero el usuario debe escoger las fechas a las que desee observar los resultados de finos, las fechas disponibles serán las que el usuario ingresó manualmente y las del pronóstico, si se hizo. Una vez escoja una o varias fechas, saldrán los resultados en forma de gráficos que representan el cambio de porosidad, permeabilidad y concentración de finos en función del radio, esto según las fechas seleccionadas.

Please choose one or more dates for plotting the results

Dates, 2000-01-01, 2000-02-01, 2000-03-01, 2000-04-01, 2000-05-01, 2000-06-01, 2001-04-01, 2018-11-23

Dates

2000-01-01	✓
2000-02-01	✓
2000-03-01	✓
2000-04-01	✓
2000-05-01	✓
2000-06-01	✓
2000-07-01	
2000-08-01	
2000-09-01	
2000-10-01	
2000-12-01	
2001-01-01	
2001-02-01	
2001-03-01	
2001-04-01	✓
2001-05-01	
2001-06-01	
2001-07-01	
2001-08-01	
2001-09-01	
2001-10-01	
2001-11-01	
2001-12-01	
2002-01-01	

Ilustración 23. Selección manual de las fechas requeridas para resultados

En la parte inferior de los gráficos se encuentran las fechas seleccionadas anteriormente y en principio en el gráfico aparecerán todas, pero el usuario puede escoger las fechas que quiere ver.

Además, desde los gráficos se puede controlar que se quiere ver y que no de las fechas seleccionadas. En las Ilustración 24, Ilustración 25, Ilustración 27 se puede observar el cambio de cada variable según distintas fechas escogidas.

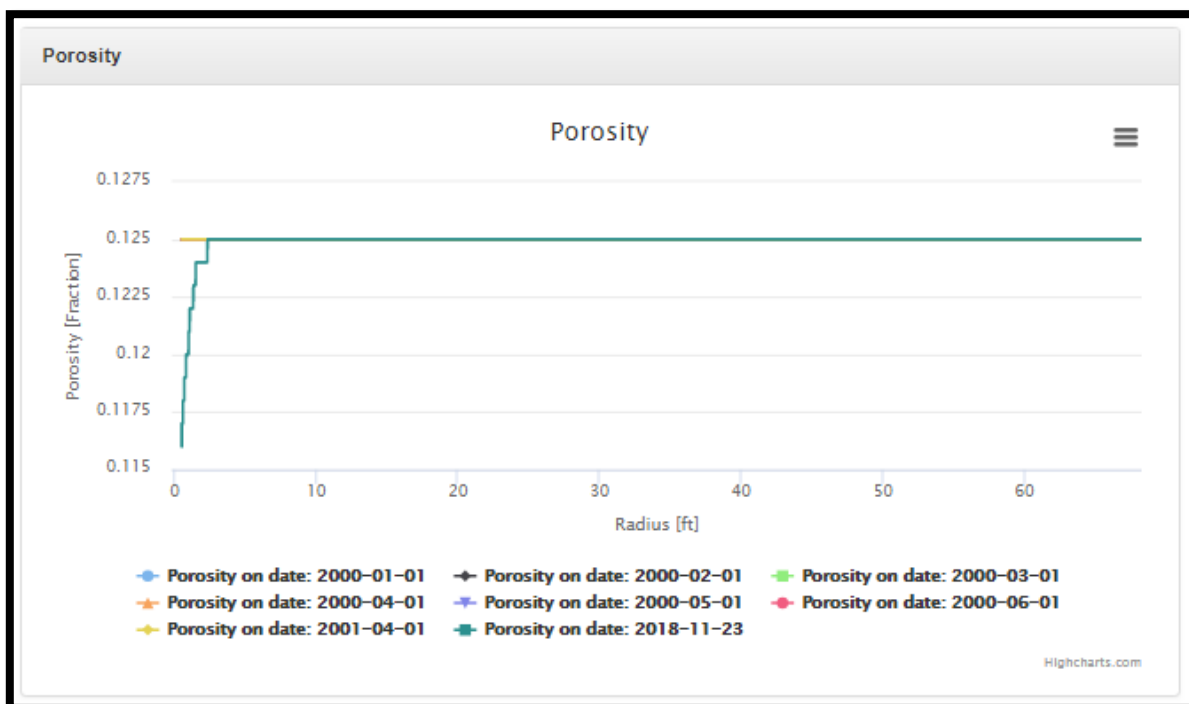


Ilustración 24. Cambios en la porosidad debido a la migración de finos

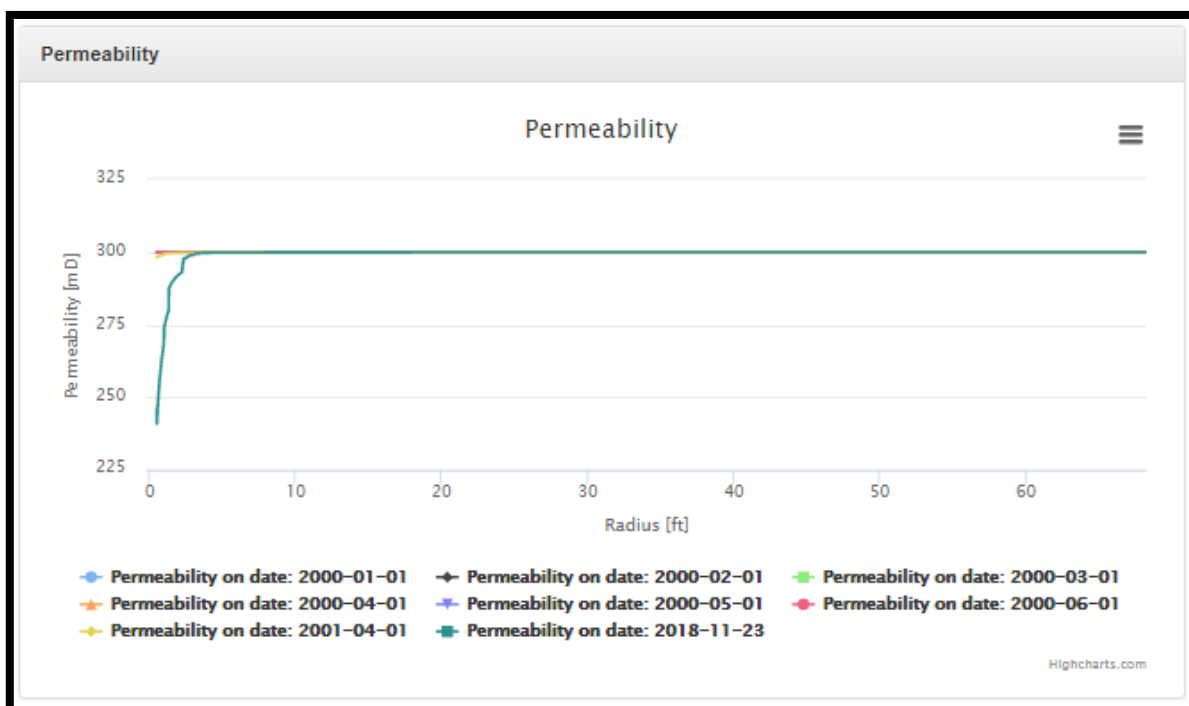


Ilustración 25. Cambios en la permeabilidad debido a la precipitación de finos

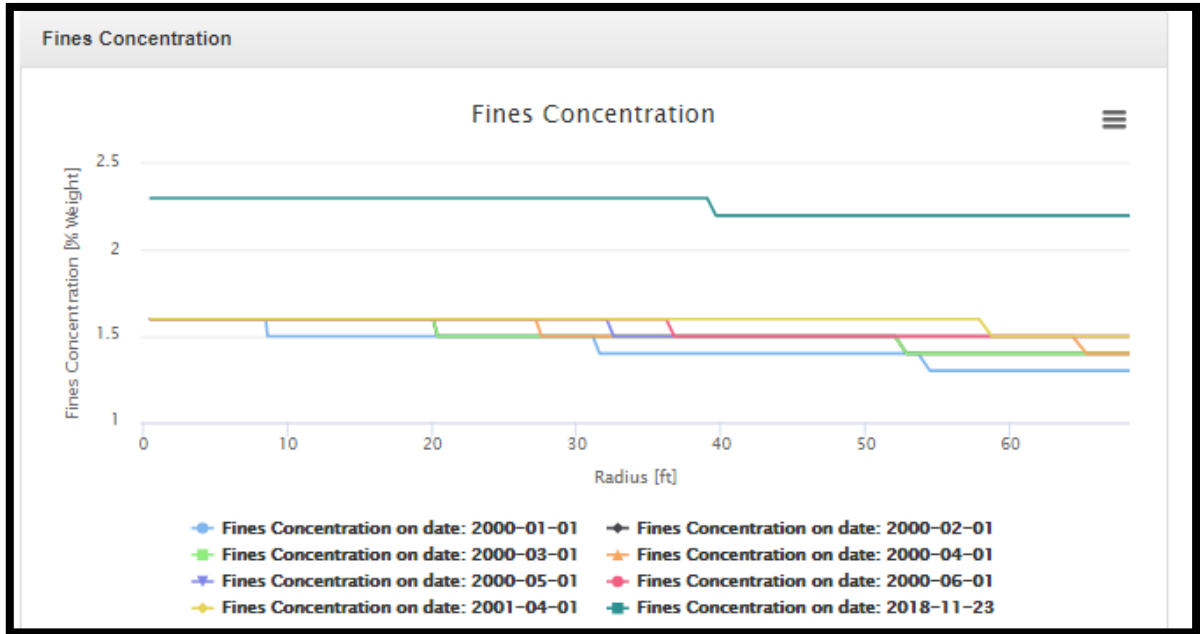


Ilustración 26. Cambios en la concentración d finos debido a la precipitación de finos

6.2 Resultados referentes al daño

En la pestaña de *skin Results* se encuentran dos gráficas, una con los resultados del radio de daño y otra con la variación del Skin o daño total, en estos gráficos **si** se tiene en cuenta todas las fechas ingresadas.

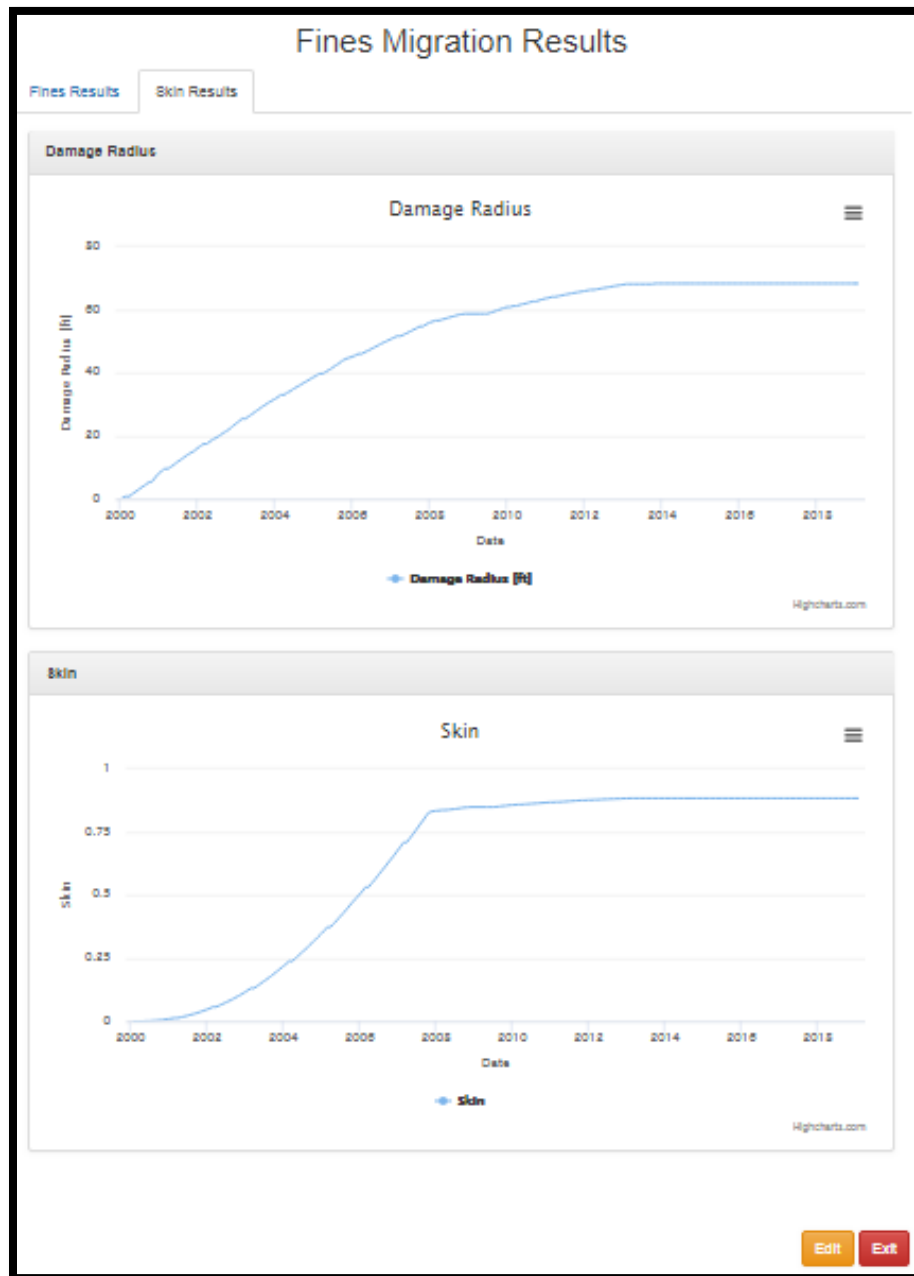


Ilustración 27. Gráficos de radio de daño y daño total, teniendo en cuenta todas las fechas ingresadas

7 Bibliography

[1] C. Rodrigues, «A Dictionary for the Petroleum Industry,» 2011.

[2] T. H. Ahmed, «Reservoir Engineering Handbook,» vol. cuarta edición, 2010.