

IFDM

Integrated Formation Damage Model

INTEGRATED FORMATION DAMAGE MODEL

ANÁLISIS IPR

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.

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 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

Diversas aplicaciones comerciales (p.ej. Wellflo, Prosper) permiten estimar el impacto de las variables que componen lo que se conoce como curva de oferta del yacimiento o IPR y que normalmente se basa en la solución de la ecuación de difusividad para medios porosos homogéneos [2]. Para dicha ecuación, las variables de entrada, en la mayoría de los casos, dependen de otras variables de la ecuación o más típicamente de la presión. Aunque estas funciones hacen parte del input convencional de herramientas comerciales (p.ej. ecuación de estado para cálculo de propiedades PVT, curvas K_r , etc), es poco común encontrar módulos para realizar análisis de incertidumbre sobre dichas funciones, y aún más, aplicativos que incluyan efectos más complejos como variaciones de la permeabilidad con el esfuerzo efectivo o variaciones de las curvas K_r con el número capilar o los exponentes de Corey. Esta aparente falencia puede dar lugar a estimaciones imprecisas del factor de daño S o causar en general, que el análisis de incertidumbre sea una tarea engorrosa y costosa en términos de tiempo y recurso humano [1].

La respuesta en productividad de los pozos está asociada a la interacción entre el desempeño del yacimiento y el diseño de completamiento, el primer aspecto se estudia convencionalmente mediante el concepto de IPR (Inflow Performance Relationship) que define la expectativa de entrega de un reservorio en función de las propiedades petrofísicas de la roca, el sistema de fluidos contenidos, la caída de presión generada en cara de pozo y los cambios de estas propiedades en el tiempo por efecto de la misma dinámica de flujo, además el concepto de factor de daño de formación, S , se incluye en la IPR para capturar desviaciones del comportamiento ideal. En la práctica, se hacen comparaciones de las tasas de flujo (aceite, agua y gas) medidas en un instante de tiempo con las predichas por la IPR para estimar el valor del factor S . Este análisis en la mayoría de los casos asume valores constantes de las variables de entrada, desconociendo el nivel de incertidumbre de las mismas, especialmente crítico en sistemas donde las propiedades petrofísicas y propiedades PVT de los fluidos varían en función de la presión [1].

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/>.

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 hace clic en el botón azul con la descripción *Submit* para ingresar al sistema.

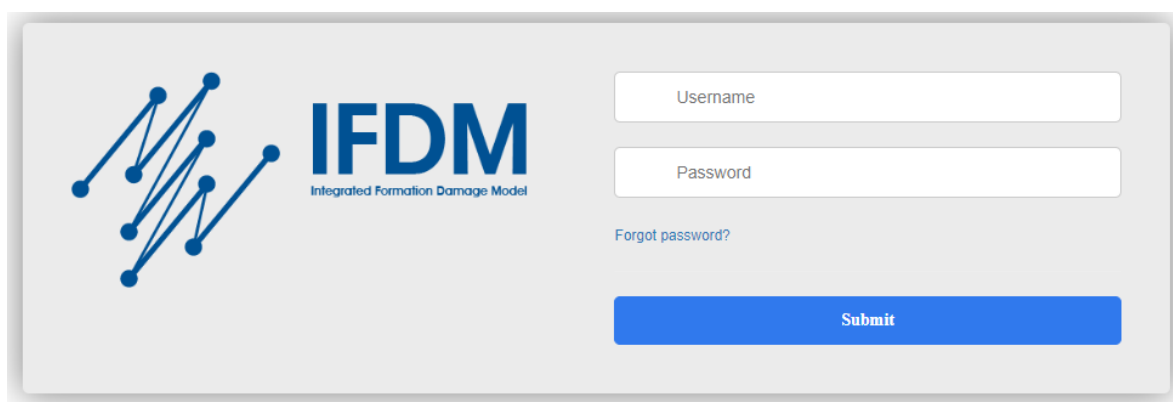


Ilustración 1. Interfaz de Ingreso de Usuario

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.

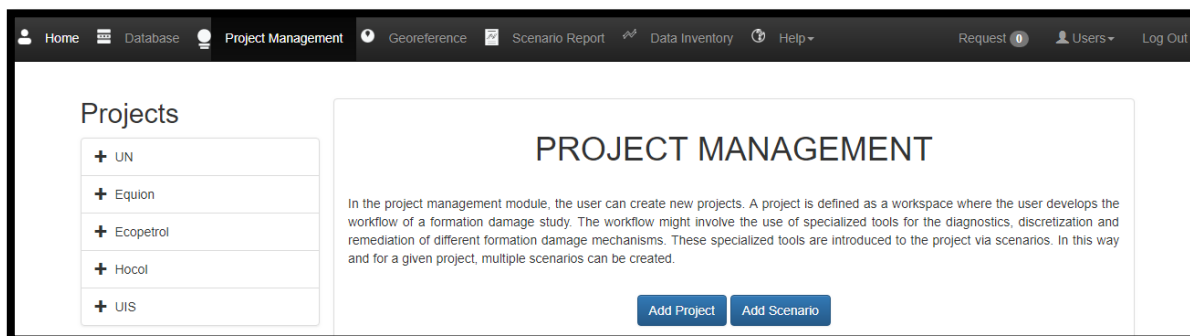


Ilustración 2. Interfaz principal de Project Management

A continuación el usuario debe dar clic en el botón *Add Scenary* el cual dirige a la pantalla que se muestra en la Ilustración 3.

The screenshot shows a form titled 'Scenario' for adding a new scenario. The form is divided into two columns. The left column contains: 'Type*' (dropdown with '-'), 'Project Name*' (dropdown with 'Nothing selected'), 'Study Date (DD/MM/YY)*' (text input with '04/21/2019'), 'Basin*' (dropdown with 'Nothing selected'), and 'Well*' (dropdown with 'Nothing selected'). The right column contains: 'Duplicate from...' (a button labeled 'Scenario' with a red 'X' icon), 'Scenario Name*' (text input), '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 a realizar o también está la opción de escribir en el recuadro en blanco el análisis deseado.

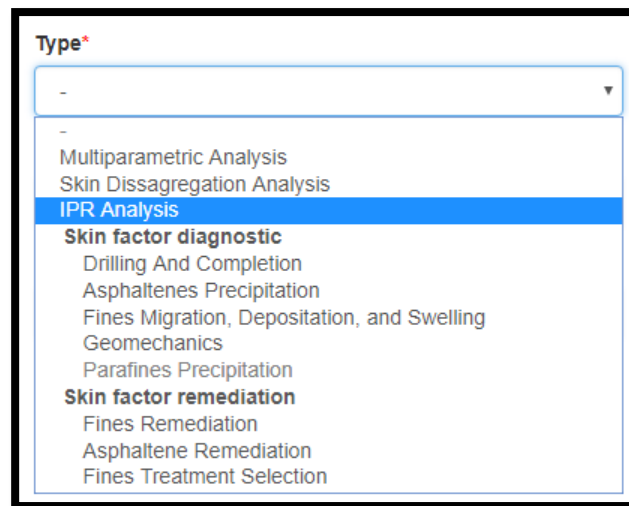


Ilustración 4. Menú desplegable de la sección Type

- *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 fácilmente, 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 aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el nombre del pozo para buscarlo con mayor facilidad, 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 fácilmente, se tiene que tener seleccionado un pozo (*Well*) para que se desplieguen los intervalos correspondientes. Para el caso de un escenario IPR se pueden seleccionar varios intervalos productores, con esto se puede hacer un estudio para todas las arenas abiertas a flujo que posea el pozo.
- *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 Análisis IPR

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.

The screenshot displays the IPR module interface. At the top, a navigation bar includes links for Home, Database, Project Management, Georeference, Scenario Report, Data Inventory, and Help. On the right, there are links for Request, Users, and Log Out. The main content area is divided into several sections. On the left, a 'Projects' sidebar lists UN, Equilon, Ecopetrol, Hocol, and UIS. The central part features a dark header with project details: 'Scenario: Gas - Basin: Valle Sup. Magdalena - Field: San Francisco - Producing Interval: KCU PMP - Well: SF-142 - User: ingrid.bustos'. Below this is an 'Advisor' box explaining the module's purpose. The 'Well Data' section is highlighted in blue, showing input fields for 'Well Type' (set to 'Producer'), 'Fluid' (set to 'Black Oil'), 'Well Radius' (set to '0.2083 ft'), and 'Reservoir Drainage Radius' (set to '2000 ft'). A 'Cancel' button is located at the bottom right.

Ilustración 5. Primera ventana IPR

En esta ventana aparecerá en la parte superior el nombre del escenario (*Scenario*), la cuenca (*Basin*), el campo (*Field*), el intervalo productor (*producing interval*), el pozo (*Well*) y el usuario (*user*) que creó. Además se observa una sección de *Advisor* en donde el usuario encontrará información sobre el módulo y la importancia de su aplicación, seguido se muestran cuatro secciones para ingreso de datos de entrada que estarán en color azul cuando los datos estén completos, de lo contrario se mostrarán de color rojo (ver Ilustración 10), finalmente en la parte inferior derecha se encuentra el botón *cancel* que sirve para cancelar la creación o modificación del proyecto.

5.1 Datos de Pozo

En la sección *Well Data* el usuario debe ingresar las propiedades del pozo, así se debe completar cuatro casillas de la siguiente manera:

- *Well Type*. El usuario debe escoger si el pozo de su escenario es de tipo productor (*Producer*) o inyector (*Injector*).
- *Fluid*. Aquí se debe ingresar el tipo de fluido que puede ser Black Oil, Dry Gas y Condensate Gas para *Well Type(Producer)* y Water y Gas para *Well Type(Injector)*.
- *Well Radius*. Ingresar el radio del pozo en pies (ft)
- *Reservoir drainage radius*. Corresponde al radio de drenaje del yacimiento en pies (ft)

Al ingresar el tipo de fluido, dependiendo del fluido seleccionado, las siguientes pestañas tendrán algunos cambios, a continuación, se explica para cada uno de los casos.

Well Data

Well Type* Fluid*

Producer Black Oil

Well Radius * Reservoir Drainage Radius *

0.2083 ft 2000 ft

Cancel

Ilustración 6. Sección Well information

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 ventada desplegable que está dividida en dos secciones: *Information*, donde se encuentra información sobre el dato a ingresar, así como se observa en la Ilustración 7. 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 8.

Advisor

Information Import Data From Another Scenario

Aromatics contain one or more aromatic rings and are more polarizable. SARA analysis divides crude oil components according to their polarizability and polarity using a family of related analytical techniques.[1]

[1] Fan, T., Wang, J., & Buckley, J. S. (2002). Evaluating Crude Oils by SARA Analysis. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. <https://doi.org/10.2118/75228-MS>

Close

Ilustración 7. Ventana desplegable de información

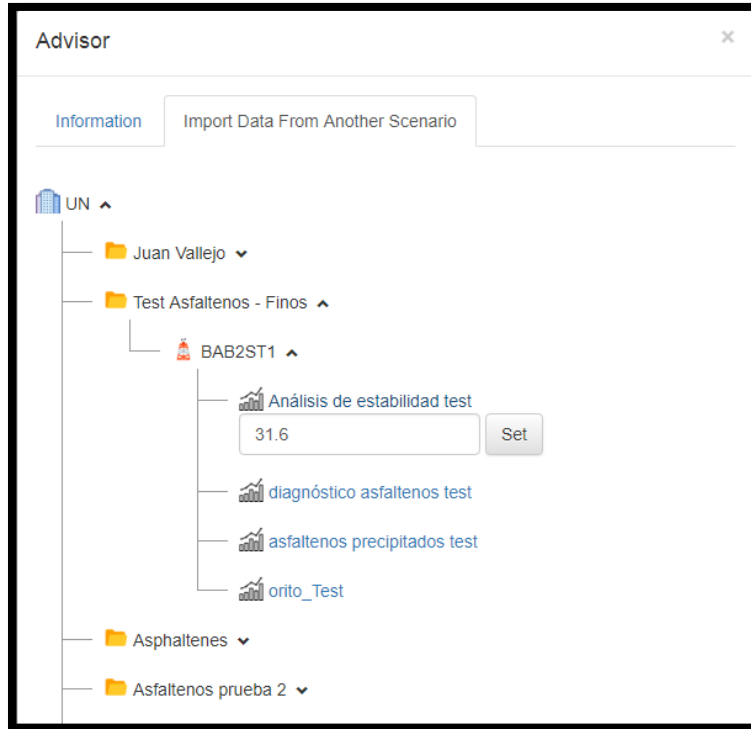


Ilustración 8. Importar dato a partir de otro escenario

5.2 Datos de Operación

En la sección *Operative Data*, según el fluido seleccionado en *Well Data*, se desprenderá diferentes interfaces, como se mostrará a continuación.

5.2.1 Caso Black Oil

Si el fluido elegido es Black Oil en esta sección se despliega la Ilustración 9:

Ilustración 9. Sección Operative data para tipo de fluido Black oil

El usuario debe completar 3 casillas de la siguiente manera:

- **Oil rate.** Ingresar la razón de producción de aceite en barriles por día (bbls/day).
- **BHP.** Corresponde a la presión de flujo en el hueco inferior en libras por pulgada cuadrada (psi).
- **BSW.** Aquí se debe ingresar la fracción de cantidad de solidos/sedimentos de agua.

5.2.2 Caso Dry Gas

Si el fluido elegido es gas, en esta sección se despliega la Ilustración 10:

The screenshot shows a software interface titled 'Advisor'. It has four tabs: 'Well Data', 'Operative Data' (which is selected), 'Rock Properties', and 'Fluid Properties'. Under the 'Operative Data' tab, there are two input fields. The first is labeled 'Gas Rate *' and contains the value '0.000001' with a unit dropdown set to 'MMscf/day'. The second is labeled 'BHP *' and contains the value '0.000001' with a unit dropdown set to 'psi'. A red 'Cancel' button is located at the bottom right of the interface.

Ilustración 10. Sección Operative data para tipo de fluido Dry Gas

El usuario debe completar la información de la siguiente manera:

- **Gas Rate.** Aquí se debe ingresar la producción de gas en barriles por día (bbls/day).
- **BHP.** Se debe ingresar la presión de flujo en el hueco inferior, en libras por pulgada cuadrada (psi).

5.2.3 Caso Gas Condensado

Para un fluido tipo gas condensado los datos a ingresar en esta sección son los siguientes:

- **Gas Rate.** Aquí se debe ingresar la producción de gas en millones de pies cúbicos por día (MMscf/day).
- **BHP:** Corresponde a la presión fluyente en fondo de pozo en libras por pulgada cuadrada (psi).

This screenshot is similar to the previous one, showing the 'Advisor' interface with the 'Operative Data' tab selected. However, the input fields are empty. The 'Gas Rate *' field has a placeholder text 'Gas Rate' and the unit dropdown is set to 'MMscf/day'. The 'BHP *' field has a placeholder text 'BHP' and the unit dropdown is set to 'psi'. A red 'Cancel' button is at the bottom right.

Ilustración 11. Operative data para tipo de fluido Condensate Gas.

5.2.4 Caso Water

Para un pozo inyector de agua los datos a ingresar en esta sección son los siguientes:

- *Injection Rate*. Aquí se debe ingresar la inyección de agua en barriles por día (bbl/day).
- *BHP*: Corresponde a la presión fluyente en fondo de pozo en libras por pulgada cuadrada (psi).

The screenshot displays a software interface with four tabs: 'Well Data', 'Operative Data', 'Rock Properties', and 'Fluid Properties'. The 'Operative Data' tab is selected and expanded, showing a section titled 'Operative Data' with a dropdown arrow. Below this, there are two input fields. The first is labeled 'Injection Rate *' and contains the value '4000' with a unit selector set to 'bbl/day'. The second is labeled 'BHFP *' and contains the value '4000' with a unit selector set to 'psi'. Both fields have an information icon (i) to the left of the input area.

Ilustración 12. Operative data para tipo de pozo inyector de agua.

5.2.5 Caso Gas

Para un pozo inyector de gas los datos a ingresar en esta sección son los siguientes:

- *Injection Rate*. Aquí se debe ingresar la inyección de gas en millones de pies cúbicos por día (MMscf/day).
- *BHP*: Corresponde a la presión fluyente en fondo de pozo en libras por pulgada cuadrada (psi).

This screenshot shows the same software interface as the previous one, but for a gas injector well. The 'Operative Data' tab is still active. The 'Injection Rate *' field now contains '4000' with the unit selector set to 'MMscf/day'. The 'BHFP *' field remains '4000' with the unit selector set to 'psi'. The layout and other elements are identical to the water injector case.

Ilustración 13. Operative data para tipo de pozo inyector de gas.

5.3 Rock properties

En esta sección, según el fluido seleccionado en *Well Data*, se desprenderá diferentes interfaces, como se mostrará a continuación.

5.3.1 Caso Oil

Esta sección se divide en dos sub-secciones las cuales son respectivamente *Basic Petrophysics* y *Relative Permeability data selection*.

Well Data Production Data **Rock Properties** Fluid Properties

Rock Properties

Basic Petrophysics

Relative Permeability Data Selection

Ilustración 14. Sección Rock properties Para caso aceite

5.3.1.1 Basic Petrophysics

Al desplegar esta sub-sección, haciendo clic en la flecha en la parte derecha, aparecerá la ventana de la Ilustración 15:

Basic Petrophysics

Stress Sensitive Reservoir*

Yes

Initial Reservoir Pressure *

Initial Reservoir Pressure psi

Absolute Permeability At Initial Reservoir Pressure *

Absolute Permeability At Initial Reservoir P md

Net Pay *

Net Pay ft

Current Reservoir Pressure *

1100 psi

Permeability Module *

0.1 psi⁻¹

Calculate by Correlation

Ilustración 15. Subseccion Basic Petrophysics (use permeability module)

En esta sección primero se debe informar si el yacimiento es sensible a esfuerzos, en la sección *Stress Sensitive Reservoir* escoger sí o no según el caso del escenario.

A continuación, el usuario debe ingresar los datos de 4 casillas de la siguiente manera:

- *Initial reservoir pressure.* Corresponde a la presión inicial en yacimiento, en libras por pulgada cuadrada (*psi*).
- *Absolute permeability at initial reservoir pressure.* Es la permeabilidad absoluta a condiciones de presión inicial en yacimiento, en milidarcys (*mD*).
- *Net pay.* Espesor neto del intervalo productor en pies (*ft*).

Después el aplicativo solicita el valor del módulo de permeabilidad para el escenario que se está trabajando, para este dato el usuario tiene dos opciones: Ingresar manualmente el valor del módulo de permeabilidad en [psi^{-1}] o calcular el módulo de permeabilidad, esto último se hace dando clic en el botón azul con la descripción *Calculate by Correlation* que abre una nueva subsección como se observa en la Ilustración 16; así el usuario deberá ingresar los siguientes datos para el correcto cálculo del módulo de Permeabilidad:

- *Absolute permeability*. En esta casilla se deberá ingresar el valor de la permeabilidad absoluta en milidarcys (md).
- *Porosity*. Ingresar el valor de la porosidad en porcentaje (%).
- *Rock type*: Es la clase de roca correspondiente al yacimiento de análisis. El usuario puede escoger entre tres opciones, las cuales se desplegarán dando clic en la flecha de la parte derecha, se podrá escoger entre consolidada (*consolidated*), no consolidada (*unconsolidated*) o microfracturada (*Microfractured*).

Ilustración 16. Subsección *Calculate Permeability Module by Correlation*

5.3.1.2 Relative Permeability

Inicialmente se debe escoger entre usar tablas de permeabilidad relativa (*tabular*) o el modelo de Corey (Corey's Model); si se selecciona *tabular*, se muestra la interfaz de la Ilustración 17, donde el usuario puede ingresar las tablas de permeabilidad relativa, es decir, introducir los datos de saturación de agua (S_w), permeabilidad relativa del agua (K_{rw}) y permeabilidad relativa del aceite (K_{ro}) si la tabla es de un sistema agua-aceite o saturación de gas (S_g), permeabilidad relativa del gas (K_{rg}) y permeabilidad relativa del líquido (K_{rog}), si la tabla es de un sistema gas-líquido. Por defecto el aplicativo muestra ambas posibilidades, adicionalmente aparece un botón *plot* en la parte inferior

de cada tabla lo cual permitirá para cada caso graficar las curvas de permeabilidad relativa como se puede observar en la Ilustración 18.

Relative Permeability Data Selection

Tabular

Water-Oil

	Sw	Krw	Kro
1	0.2	0	0.8
2	0.3	0.0083333	0.5555555
3	0.5	0.075	0.2
4	0.7	0.2083333	0.0222222
5	0.8	0.3	0
6			

Plot

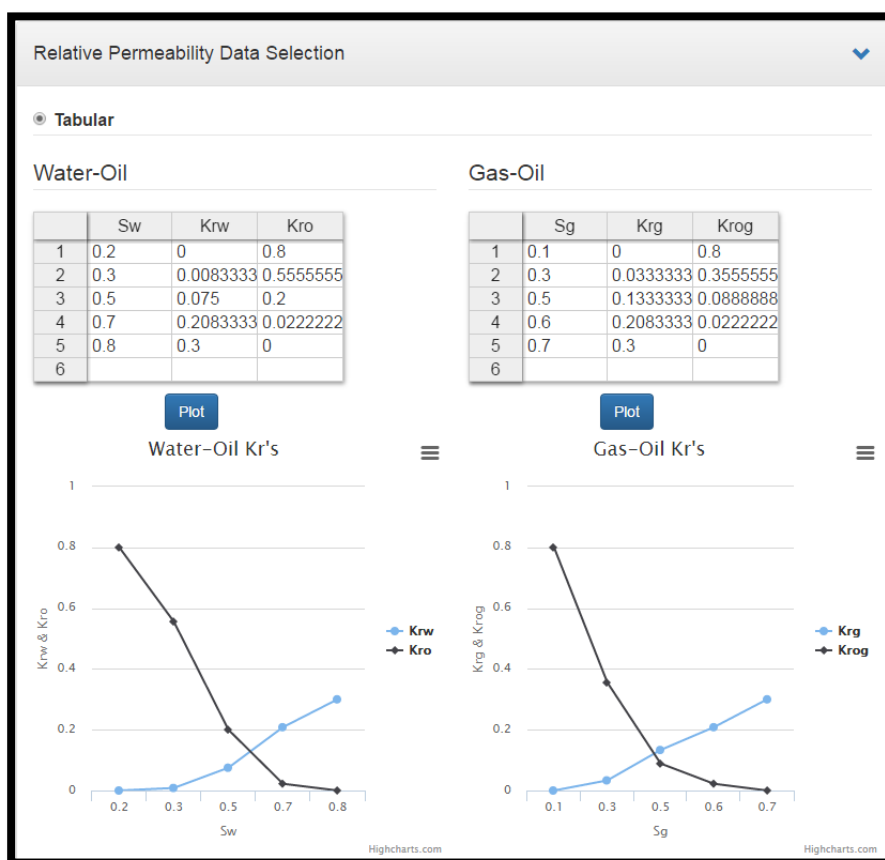
Gas-Oil

	Sg	Krg	Krog
1	0.1	0	0.8
2	0.3	0.0333333	0.3555555
3	0.5	0.1333333	0.0888888
4	0.6	0.2083333	0.0222222
5	0.7	0.3	0
6			

Plot

Corey's Model

Ilustración 17. Opción Use Relative Permeability Tables



Tenga en cuenta que al momento de graficar los resultados, en la lista de sensibilidades, el ítem *Corey Exponent-ng* cambia a *Corey Exponent-ng (tabulated)* si se seleccionó la opción *tabular*.

Por otra parte, si se selecciona usar el modelo de Corey, se muestra la interfaz de la Ilustración 19.

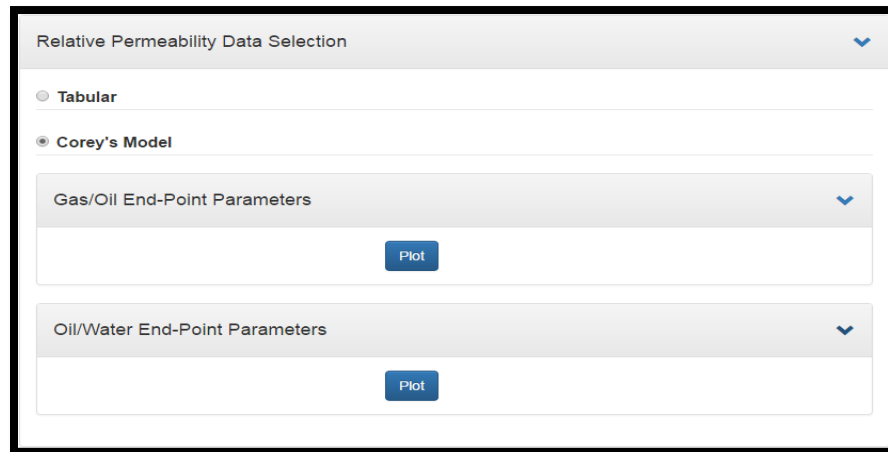
The image shows a software interface titled "Relative Permeability Data Selection". At the top, there are two radio buttons: "Tabular" and "Corey's Model". The "Corey's Model" option is selected. Below the radio buttons, there are two expandable sections. The first section is titled "Gas/Oil End-Point Parameters" and contains a "Plot" button. The second section is titled "Oil/Water End-Point Parameters" and also contains a "Plot" button. Both sections have a downward-pointing arrow on the right side, indicating they can be expanded.

Ilustración 19. Opción Use Corey's Model.

Esta sub-sección se divide en *Gas/Oil End-Point parameters* y *Oil/Water End-Point Parameters*

Gas/Oil End-Point parameters

El usuario deberá ingresar los datos de 6 casillas de la siguiente manera:

- K_{ro} (S_{gc}). Con el valor de la permeabilidad relativa del aceite a condiciones de saturación crítica de gas.
- K_{rg} (S_{org}). Corresponde al valor de la permeabilidad relativa del gas a condiciones de saturación residual de aceite y gas.
- S_{gc} . Es el valor de la saturación crítica de gas.
- S_{org} . Es el valor de la saturación residual de aceite y gas.
- *Corey exponent Oil/gas*. Es el valor del exponente de Corey para el aceite.
- *Corey exponent gas*. Exponente de Corey para el gas.

Además se cuenta con un botón adicional *Plot* el cual permite graficar las curvas de permeabilidad relativa como se puede observar en la Ilustración 21.

Gas/Oil End-Point Parameters

Kro (Sgc)*

0.5

-

Sgc*

0.3

-

Krg (Sorg)*

0.8

-

Sorg*

0.2

-

Corey Exponent Oil/Gas*

2

-

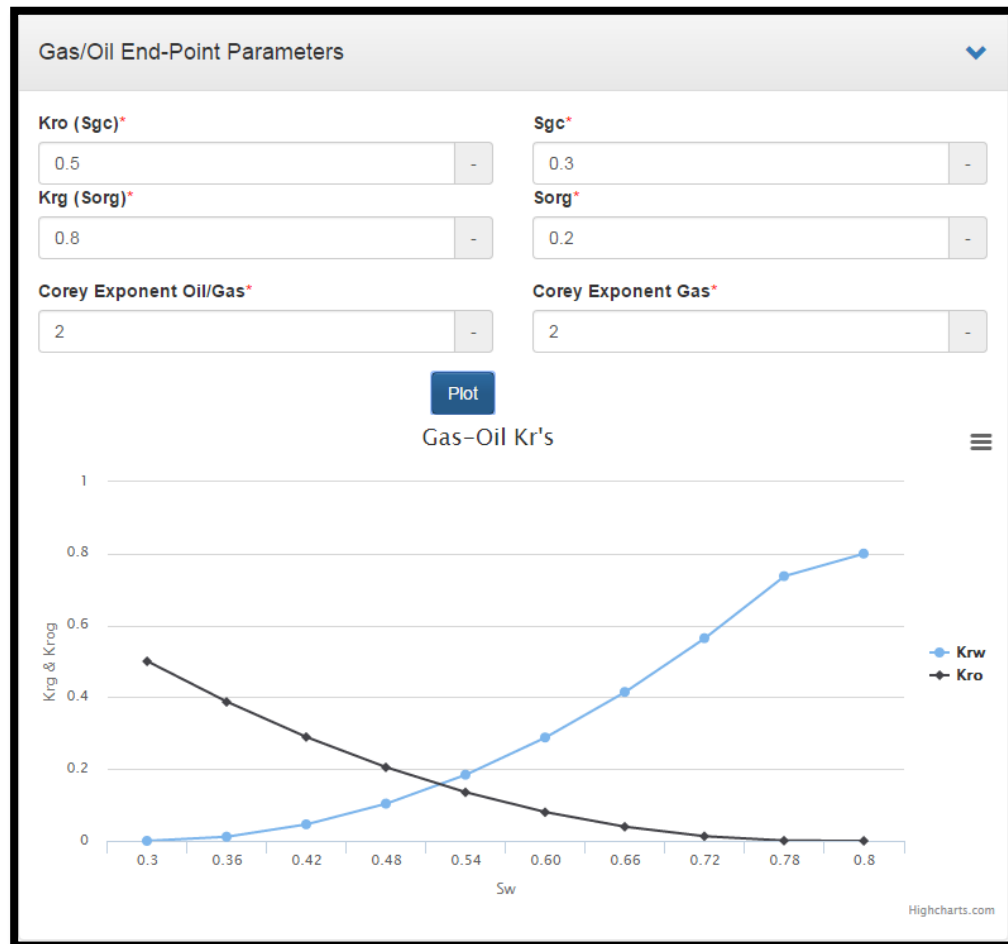
Corey Exponent Gas*

2

-

Plot

Ilustración 20. Sub-seccion Kro



Gas-Oil Kr's

Ilustración 21. Grafica curva de permeabilidad relativa Gas/Oil End-Point Parameter

Oil/Water End-Point Parameters

El usuario deberá ingresar los datos de 6 casillas de la siguiente manera:

- $K_{ro}(S_{wi})$. Corresponde al valor de la permeabilidad relativa del aceite a condiciones de saturación irreducible de agua.
- $K_{rw}(S_{or})$. Permeabilidad relativa del agua a condiciones de saturación residual de aceite.
- S_{wi} . Es el valor de la saturación irreducible de agua.
- S_{or} . Valor de la saturación residual de aceite.
- *Corey exponent Oil*. Es valor del exponente de Corey para el aceite.
- *Corey exponent wáter*. Ingresar el valor del exponente de Corey para el agua.

Además cuenta con un botón adicional *Plot* el cual permite graficar las curvas de permeabilidad relativa como se puede observar en la Ilustración 23.

Oil/Water End-Point Parameters	
Kro (Swi)* 0.8	Swi * 0.2
Krw (Sor)* 0.3	Sor * 0.2
Corey Exponent Oil* 2	Corey Exponent Water* 2
Plot	

Ilustración 22. Sub-seccion Krw

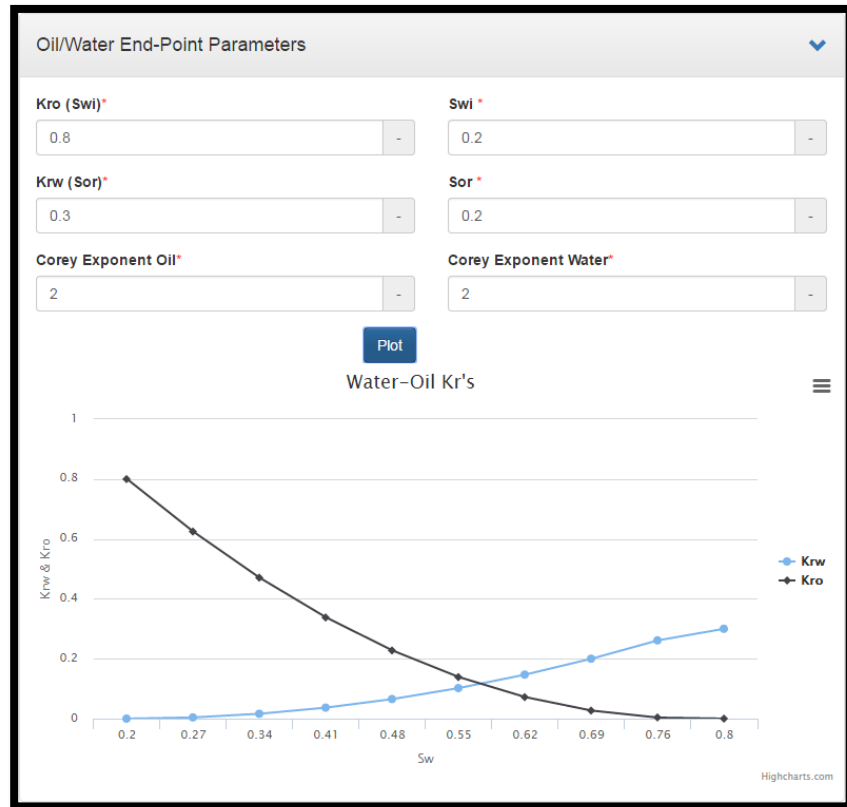


Ilustración 23. Grafica permeabilidad relativa Oil/Water End-point parameters

5.3.2 Caso Gas

Si el tipo de fluido es gas las propiedades de la roca a llenar solo serán la petrofísica básica y la interfaz es la misma que en la del Caso Oil, ver sección 5.3.1.1 Basic Petrophysics.

Well Data
Operative Data
Rock Properties
Fluid Properties

Rock Properties

Basic Petrophysics

Stress Sensitive Reservoir*

Yes

Initial Reservoir Pressure*

Initial Reservoir Pressure

psi

Absolute Permeability At Initial Reservoir Pressure*

Absolute Permeability At Initial Reservoir P

md

Net Pay*

Net Pay

ft

Current Reservoir Pressure*

1100

psi

Permeability Module*

0.1

psi⁻¹

Calculate by Correlation

Cancel

Ilustración 24. Sección Rock Properties para caso gas

5.3.3 Caso Condensate Gas

Para este caso las propiedades de la roca se manejan de la misma manera que en la sección del Caso Oil, a diferencia que en las curvas de permeabilidad relativa solo se puede tabular la tabla de Oil-Gas y además no está disponible la opción de los exponentes de Corey, como se observa en la Ilustración 25.

Well Data
Operative Data
Rock Properties
Fluid Properties

Rock Properties

Basic Petrophysics

Stress Sensitive Reservoir*

Yes

Initial Reservoir Pressure*

Initial Reservoir Pressure

psi

Absolute Permeability At Initial Reservoir Pressure*

Absolute Permeability At Initial Reservoir P

md

Net Pay*

Net Pay

ft

Current Reservoir Pressure*

1100

psi

Permeability Module*

0.1

psi⁻¹

Calculate by Correlation

Relative Permeability Data Selection

Gas-Oil

	Sg	Krg	Krog
1			
2			

Plot

Ilustración 25. Vista general de la pestaña de Rock properties para el caso Condensate Gas

5.4 Fluid Properties

En esta sección del módulo el usuario debe ingresar las propiedades del fluido del escenario que está trabajando y este dependerá del fluido que ingresó en la sección 5.1 Datos de Pozo.

5.4.1 Caso Oil

Si el fluido seleccionado fue Oil, el usuario primero debe ingresar la presión de saturación del yacimiento en psi.

Además se cuenta con una sección de datos PVT en donde se ingresan datos de presión en psi, viscosidad del aceite en centipoise (cP), factor volumétrico del aceite en RB/STB y viscosidad del agua en centipoise, además cuenta con un botón adicional *Plot* el cual permite graficar las propiedades PVT como se muestra en la Ilustración 27.

Well Data
Production Data
Rock Properties
Fluid Properties

Fluid properties

Saturation Pressure*

psi
psi

PVT Data

Run IPR
Cancel

Ilustración 26. Sección Fluid properties (using tabulate data)

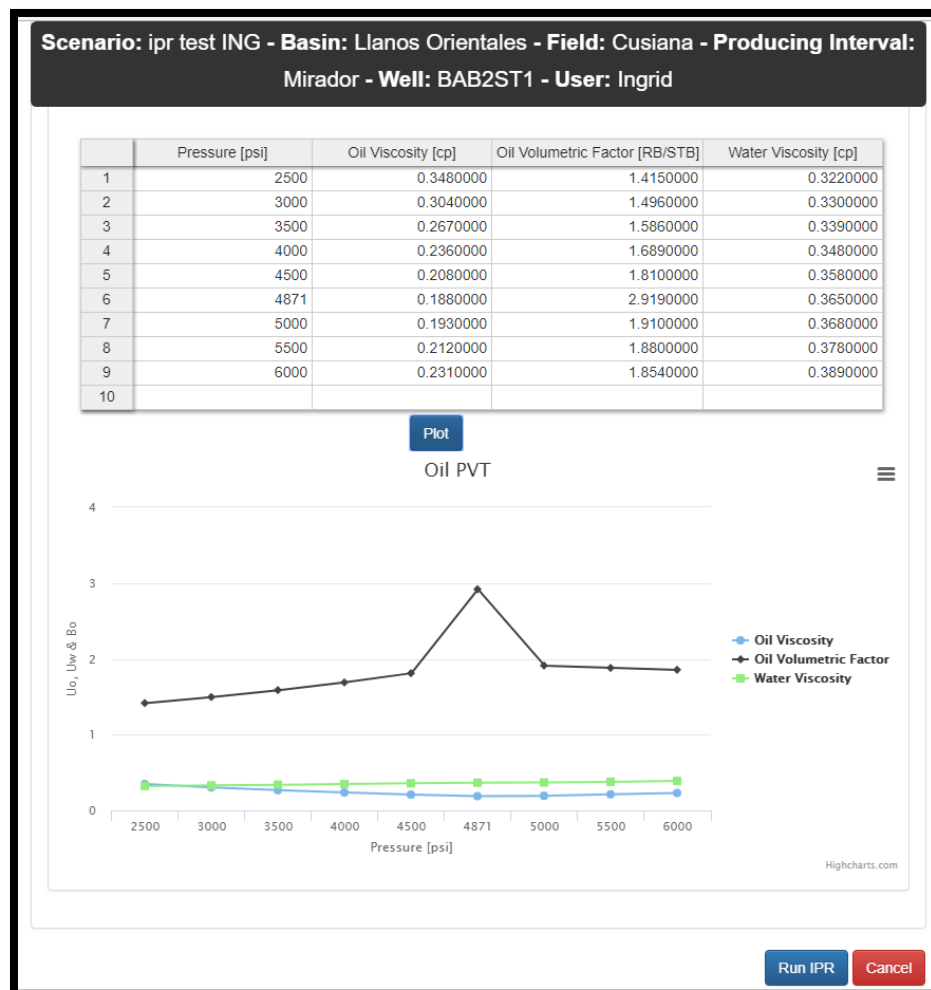


Ilustración 27. PVT data selection

5.4.2 Caso Gas

Si el fluido elegido es el gas, solo se completarán los datos de pruebas PVT, como se muestra en Ilustración 28 la primera casilla a completar es la de temperatura de las pruebas en Fahrenheit y posteriormente se debe llenar los datos de la tabla PVT, *PVT Table*, con presión en psi, viscosidad del gas en centipoise y el factor de compresibilidad del gas, además cuenta con un botón adicional *Plot* el cual permite graficar las propiedades PVT como se muestra en la Ilustración 29.

Well Data Production Data Rock Properties Fluid Properties

Fluid properties

PVT Data

Temperature*

F F

PVT Table

	Pressure [psi]	Gas Viscosity [cp]	Gas Compressibility Factor
1	2500	0.0220000	1.0350000
2	3000	0.0260000	1.0340000
3	3500	0.0300000	1.0330000
4	4000	0.0350000	1.0310000
5	4500	0.0420000	1.0300000
6	4871		1.0290000
7	5000		1.0280000
8	5500		1.0260000
9	6000		1.0240000
10			

Plot

Run IPR Cancel

Ilustración 28. PVT data selection gas

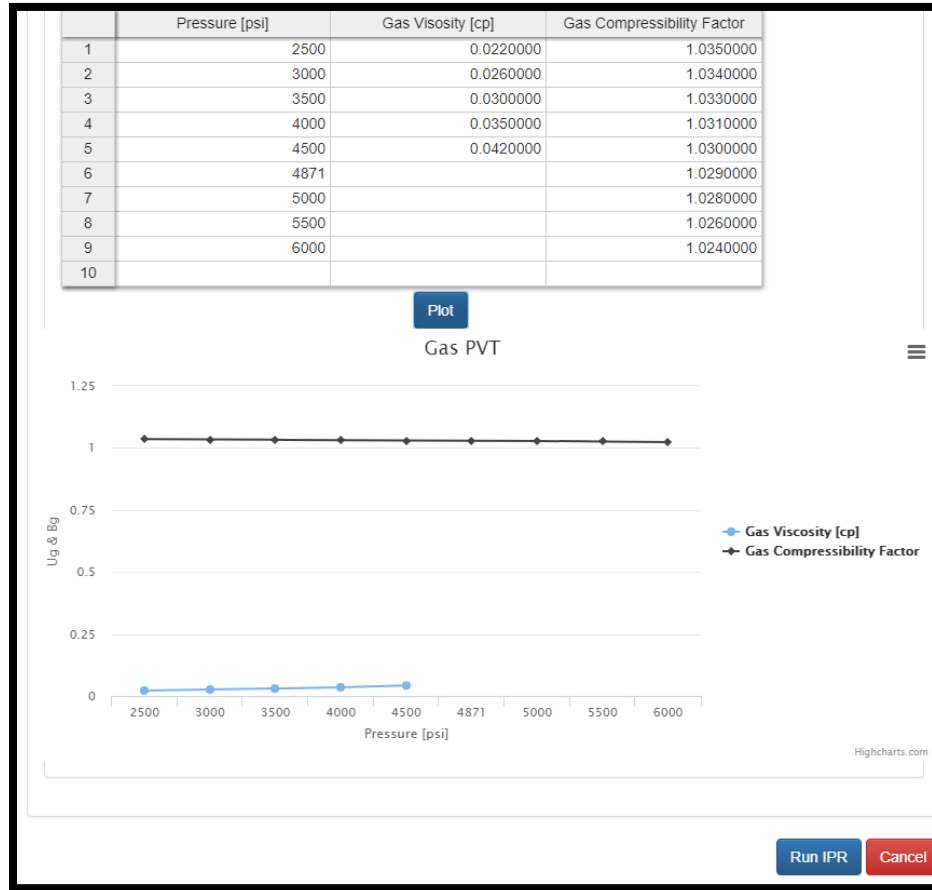


Ilustración 29. Grafico PVT Data selection gas

5.4.3 Caso Condensate Gas

Si el fluido elegido es Gas Condensate se debe suministrar información PVT tanto del gas como del condensado que se forma. La primera información necesaria es la presión de saturación del gas (punto de rocío) y el GOR (Relación gas/petróleo) actual del pozo como se puede visualizar en la Ilustración 30.

Well Data Production Data Rock Properties Fluid Properties

Fluid properties

Saturation Pressure*

5367.74 psi

GOR*

5796.31 psi

Ilustración 30. Presión de saturación y GOR del pozo.

La siguiente información a ingresar es una tabla PVT que se debe completar con los siguientes valores: presión en psi, factor volumétrico del petróleo (BO) en barriles de yacimiento sobre barriles estandar [RB/STB], viscosidad del petróleo (Uo) en centipoises [cp], gas disuelto (RS) en barriles de gas en superficie sobre barriles estandar [SCF/STB], factor volumétrico del gas (Bg) en barriles en yacimiento sobre barriles de gas en superficie [RB/SCF], viscosidad del gas (Ug) en centipoises [cp] y razón de petróleo sobre gas (GOR) en barriles de gas en superficie sobre barriles estandar [SCF/STB]. Como se muestra en la ilustración 29, cada valor de esta tabla se puede graficar contra presión.

PVT Data							
	Pressure [psi]	Bo [RB/STB]	Uo [cp]	RS [SCF/STB]	Bg [RB/SCF]	Ug [cp]	GOR [SCF/STB]
1	14.7000000	50	0.5000000	1	0.0015000	0.1000000	0.0000100
2	3500	11.4025000	0.2074000	1	0.0009809	0.0269000	0.0000789
3	3600	10.5374000	0.1989000	1	0.0009624	0.0279000	0.0000839
4	3800	9.0498000	0.1837000	1	0.0009306	0.0300000	0.0000947

Ilustración 31. Tabla PVT para el caso Condensate Gas.

La última información necesaria es una curva de drop-out como se muestra en la Ilustración 32, para realizarla el usuario debe completar la tabla con valores de presión en psi y la fracción líquida correspondiente.

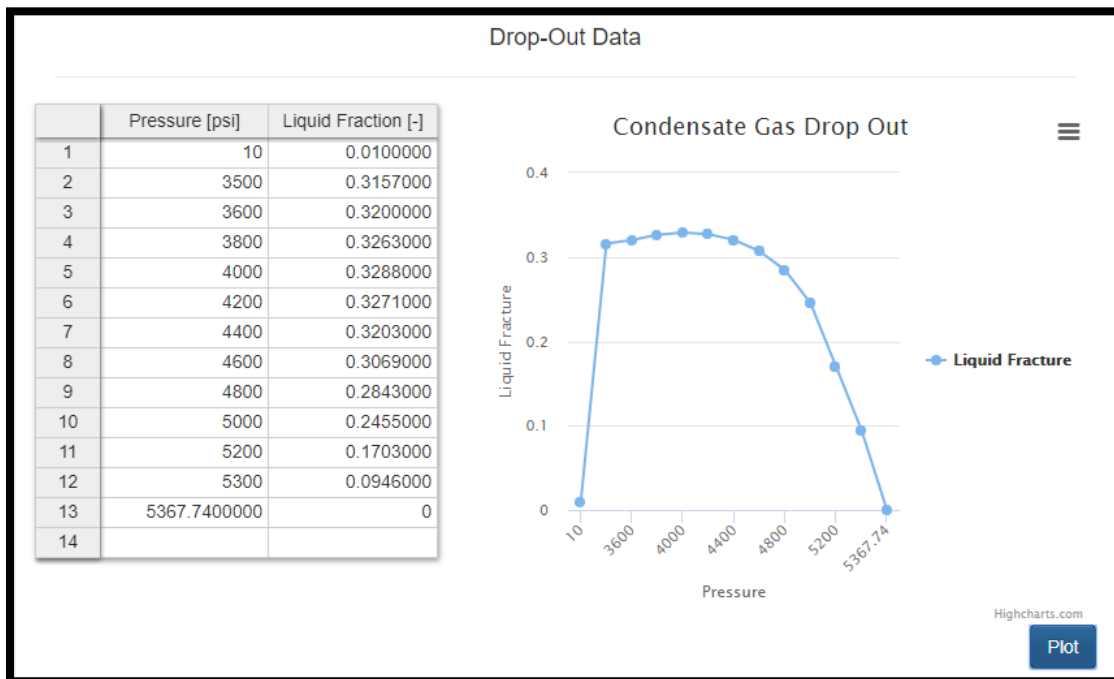
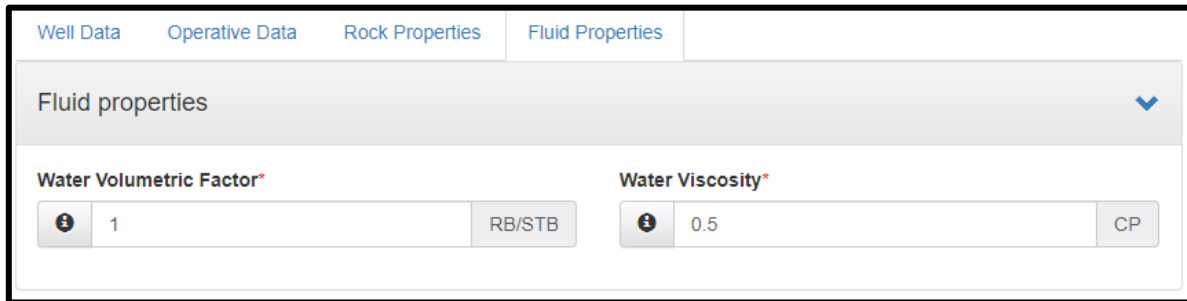


Ilustración 32. Curva de drop-out.

Finalmente para obtener los resultados del módulo se debe dar clic en el botón azul denotado como "Run IPR" que se encuentra en la esquina inferior derecha de la última sección.

5.4.4 Caso Water Injector

Si el pozo es inyector de agua, se debe ingresar solo una viscosidad promedio y factor volumétrico promedio.



The screenshot shows a software interface with four tabs at the top: 'Well Data', 'Operative Data', 'Rock Properties', and 'Fluid Properties'. The 'Fluid Properties' tab is selected. Below the tabs, there is a section titled 'Fluid properties' with a downward arrow. Under this section, there are two input fields. The first is labeled 'Water Volumetric Factor*' and contains the value '1' with a unit button 'RB/STB'. The second is labeled 'Water Viscosity*' and contains the value '0.5' with a unit button 'CP'. Both input fields have an information icon (i) to the left of the value.

Ilustración 33. Datos PVT, caso pozo inyector de agua.

5.4.5 Caso Gas Injector

Si el pozo es inyector de gas, la información requerida en la sección fluid properties es la misma que la del caso productor de gas.

5.5 Resultados

Una vez completados los datos necesarios, en la sección *Fluid Parameters* en la parte inferior derecha de la pantalla aparecen tres botones, *Run IPR*, *Save* y *Cancel*, donde el botón *Run IPR* guarda los datos y redirige hacia los resultados (Ilustración 34), el botón *Save*

almacena la información ingresada sin necesidad de ejecutar los cálculos y el botón *cancel* se redirigirá a la página inicial de creación de proyecto sin guardar los datos.

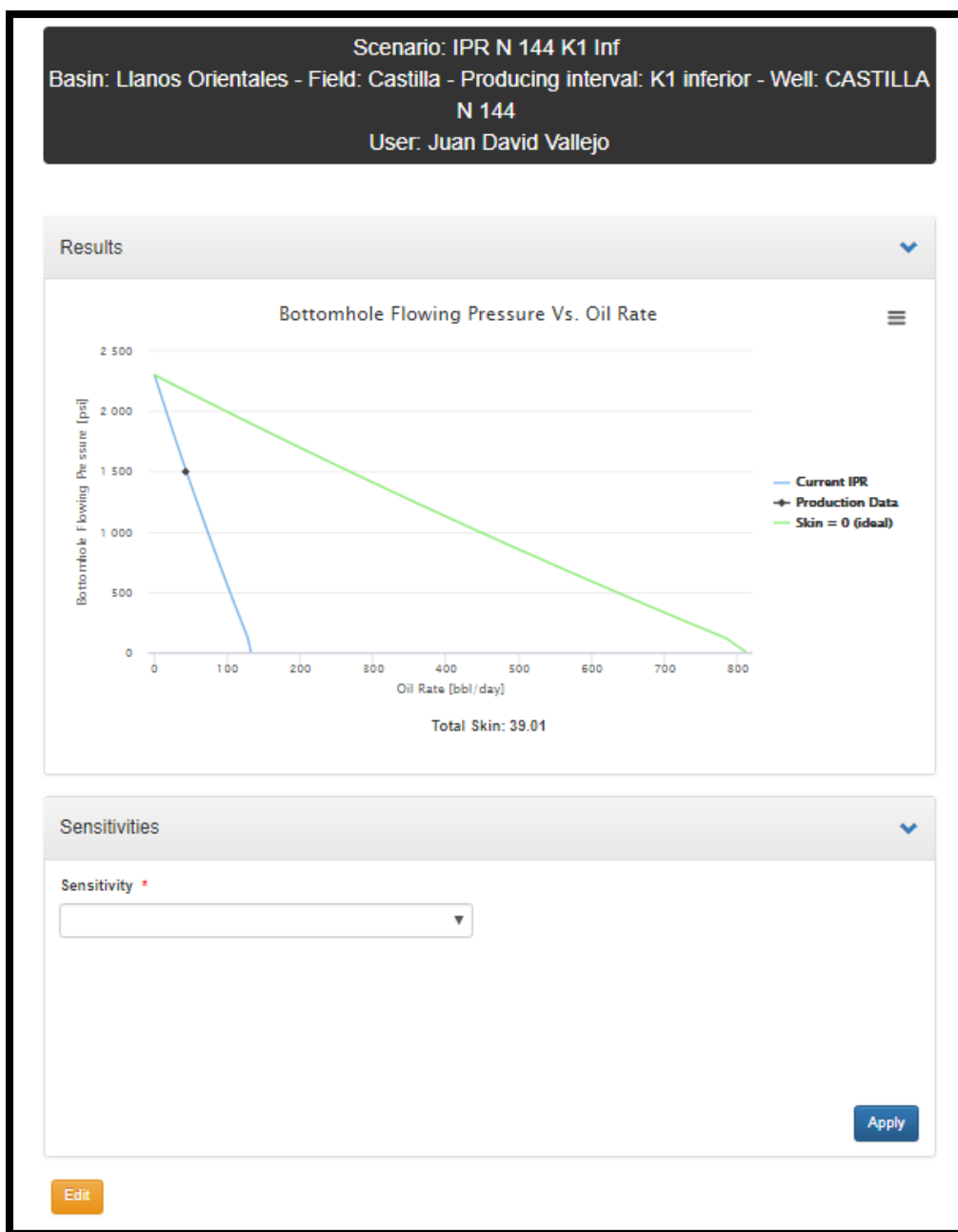


Ilustración 34. Resultados IPR

5.5.1 Caso oil

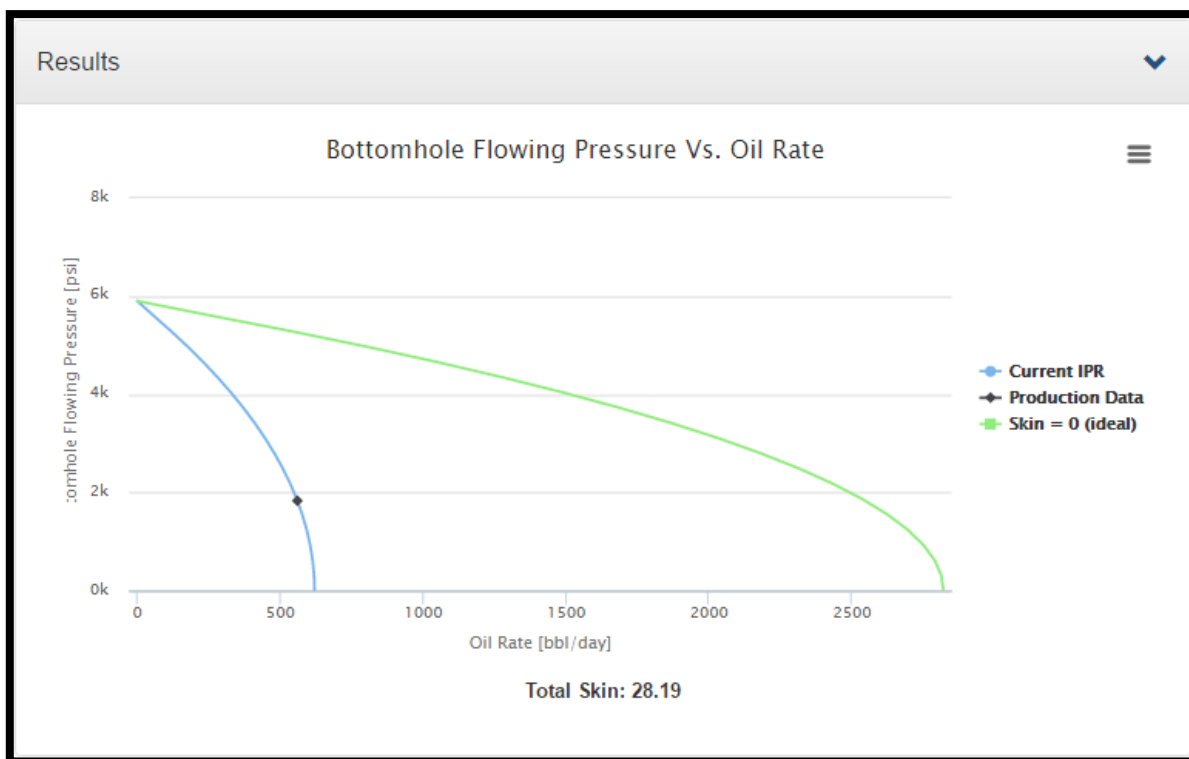


Ilustración 35. Resultados oil

5.5.2 Caso gas

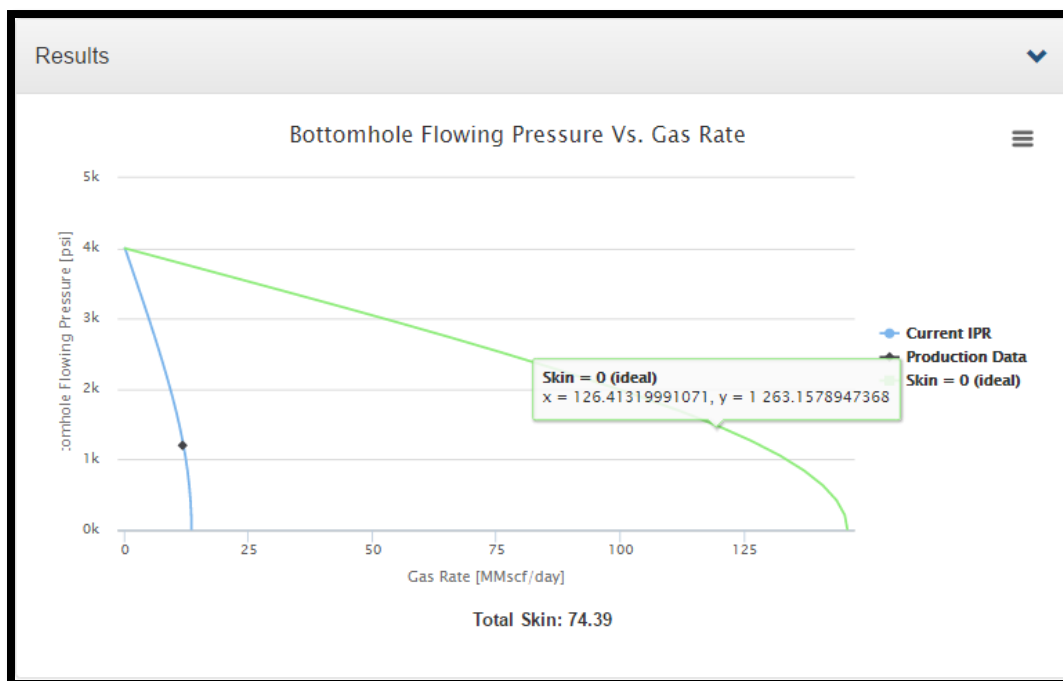


Ilustración 36. Resultados gas

5.5.3 Caso Condensate Gas

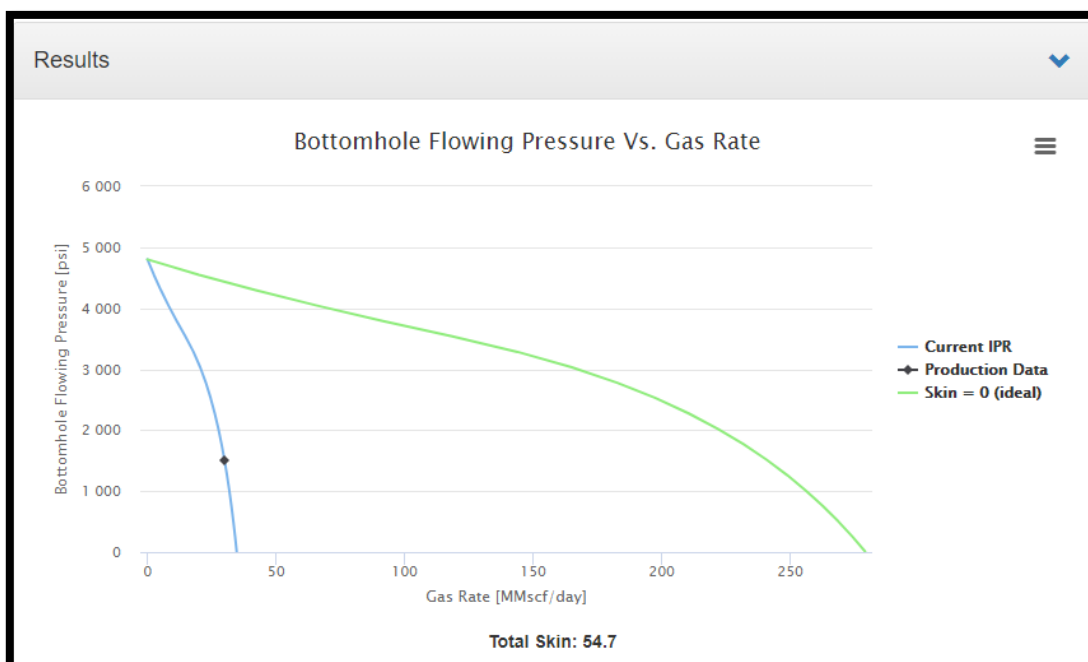


Ilustración 37. Resultados Condensate Gas

5.5.4 Caso Water Injection

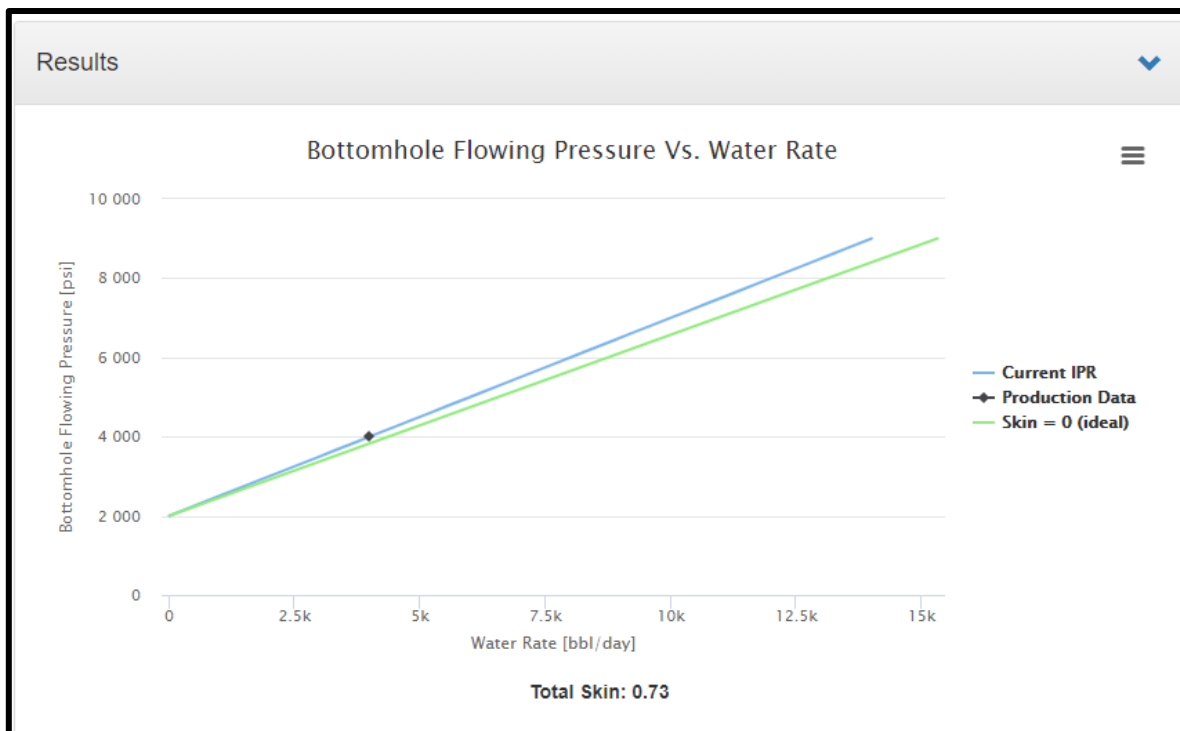
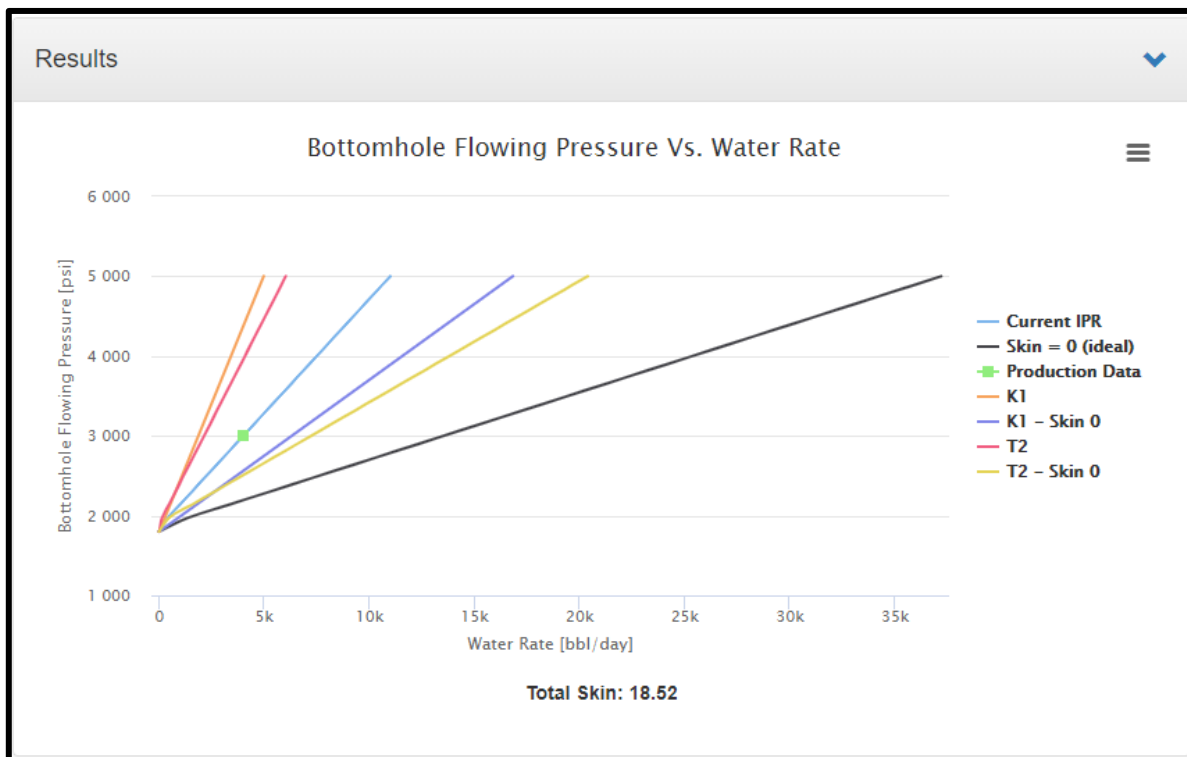


Ilustración 38. Resultados Water Inyector

5.5.5 Caso Water Injection Multilayer



5.6 Sensibilidades

La opción de sensibilidades solo está disponible si se seleccionó un solo intervalo productor al crear el escenario. Se puede hacer sensibilidades solo al factor skin o otras variables.

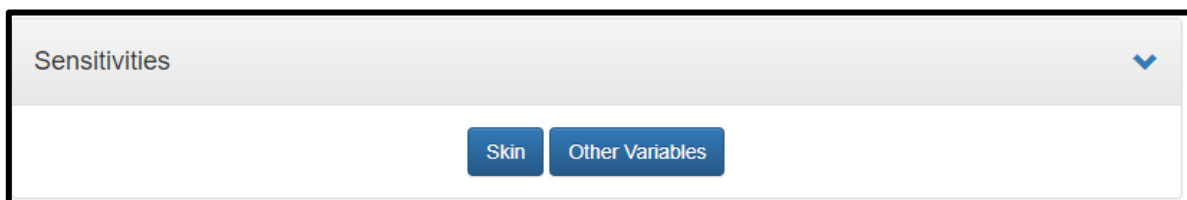


Ilustración 39. Sensibilidades

Si se da clic en el botón *Skin* se mostrará la sección de la Ilustración 40. Allí el usuario debe ingresar uno o más valores de skin y dar clic en el botón *Apply*. Los resultados se desplegarán en la gráfica existente de resultados.

Sensitivities

Skin

Other Variables

+

Skin Value

Enter Skin Value

Operative Point

×

Clear All

Apply

Ilustración 40. Sensibilidades Skin

Cuando el usuario da clic en la opción *Other Variables*, el sistema lo redireccionará a la vista de la Ilustración 41. Allí el usuario debe seleccionar la variable a sensibilizar y su valor. Puede agregar cuantos valores quiera usando el botón “+”. Solo puede seleccionar hasta tres tipos diferentes de variables. Una vez definidos los valores a estudiar, se debe dar clic en el botón *Apply* y se mostrará una gráfica con los resultados y una tabla de resumen de los valores skin obtenidos. Al frente de cada combinación de variables, hay un botón para ocultar o mostrar la gráfica IPR para esa combinación de variables en específico.

Sensitivities

+

Sensitivity

Net Pay [ft]

Value

Enter Value

×

Sensitivity

Absolute Permeability [md]

Value

Enter Value

×

Clear All

Apply

Ilustración 41. Sensibilidades Skin

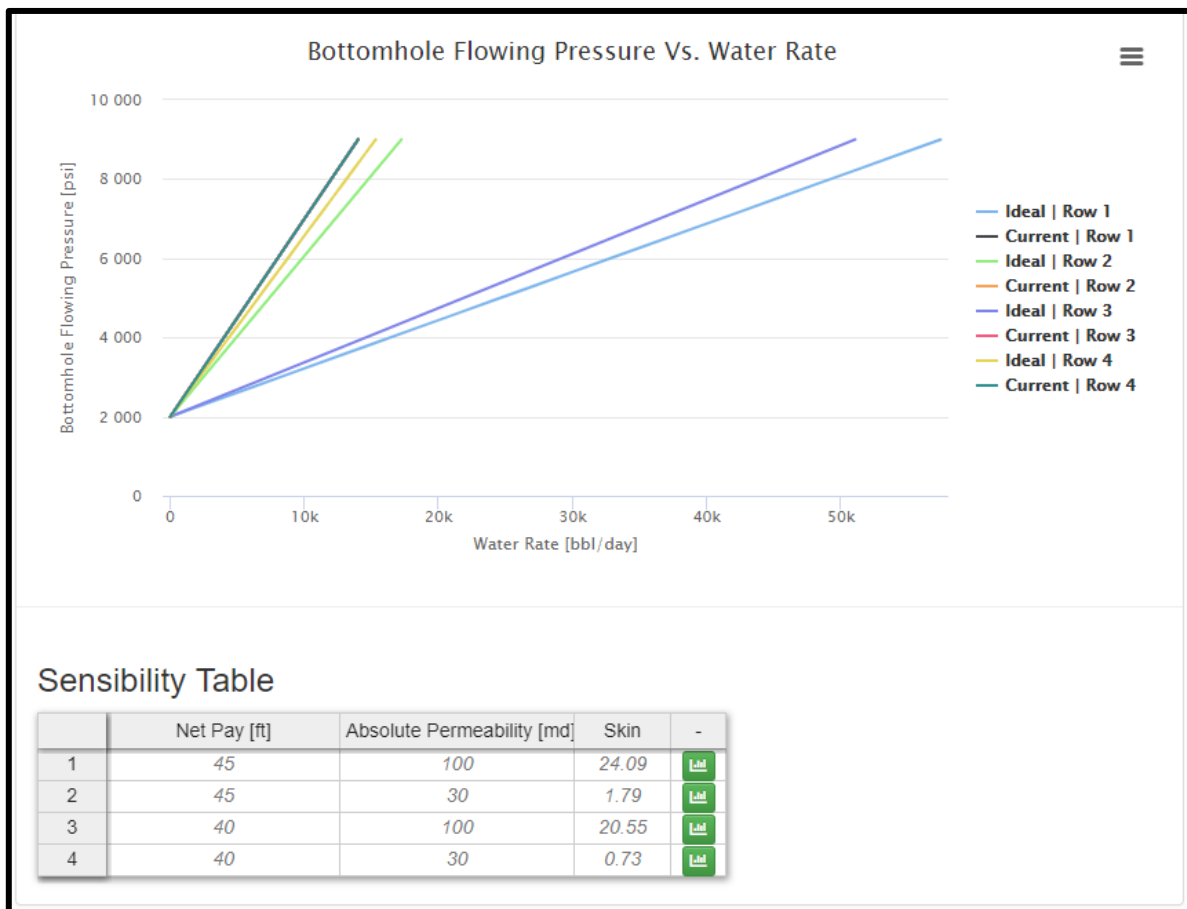


Ilustración 42. Resultados de sensibilidades

6 REFERENCIAS

- [1] Civan F. Chapter 8, Particulate Processes in Porous Media. Reservoir Formation Damage. Gulf Publishing Co; 2000.
- [2] Kalfayan L. Production Enhancement with Acid Stimulation. 2nd ed. Patterson M, editor. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation; 2008.