



Integrated Formation Damage Model

INTEGRATED FORMATION DAMAGE MODEL

ANÁLISIS IPR

Manual de Usuario

Versión 2020



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA



PRÓLOGO

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 Yacimientos e Hidrocarburos

Director: Sergio Hernando Lopera Castro

Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas

Medellín, Colombia

Teléfono: 311 747 3294

Sitio Web: <http://ifdm-ecp.co/>

Correo electrónico: ifdm.ecp@gmail.com

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 [1]. 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 Kr, 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 Kr 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 [2].

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 [2].

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 de este.

2 ACCESO AL SISTEMA

Se denomina acceso al sistema a la interfaz inicial que permite al usuario ingresar al aplicativo, a través del enlace <http://ifdm-ecp.co/>.

En el recuadro denotado como *Username* se ingresa el usuario que será previamente asignado y 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 aplicativo.

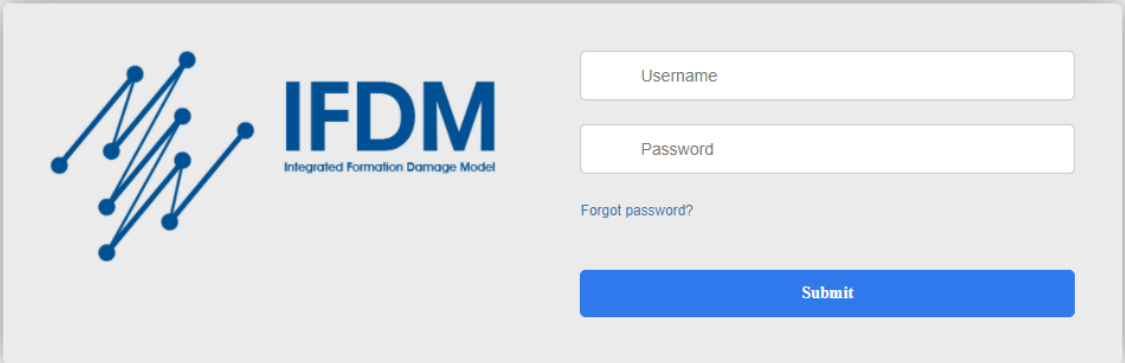


Ilustración 1. Interfaz de Ingreso de Usuario

3 VERIFICAR INFORMACIÓN EXISTENTE

Previamente 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. En el menú *Database*, submenú *Database Managent* verificar:

- *Basin*: Cuenca
- *Field*: Campo
- *Formation*: Formación
- *Well*: Pozo
- *Producing Interval*: Intervalo Productor
- *Project*: Proyecto

De lo contrario puede dirigirse al Manual de Usuario Aplicativo IFDM (disponible en el menú *Help*), sección 3 *Database* y/o sección 4.3 Creación de un proyecto, para completar la información inexistente.

4 CREACIÓN DE UN ESCENARIO

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

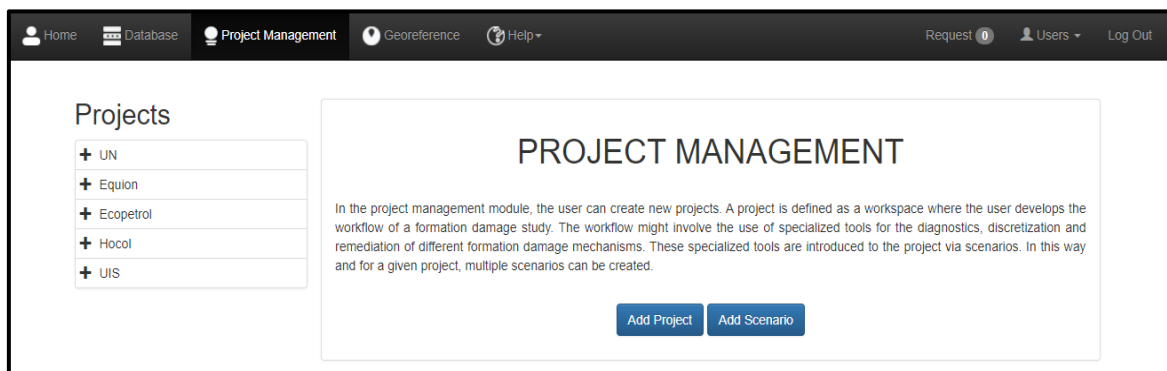


Ilustración 2. Interfaz principal de Project Management

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

The screenshot displays a form titled 'Scenario'. It is organized into two columns. The left column contains: 'Type*' (dropdown with '-'), 'Project Name*' (dropdown with 'Nothing selected'), 'Study Date (DD/MM/YY)*' (date picker showing '01/01/2020'), 'Basin*' (dropdown with 'Nothing selected'), and 'Well*' (dropdown with 'Nothing selected'). The right column contains: 'Duplicate from...' (input field with a 'Scenario' button and a red 'X' button), '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 para Adición de Escenario

En esta etapa, se debe diligenciar cada recuadro como se muestra a continuación:

- **Type:** Al hacer clic en el recuadro *Type* se abre un menú desplegable donde se selecciona el tipo de análisis a realizar o también está la opción de escribir en el recuadro en blanco el análisis deseado, como se muestra en la Ilustración 4.

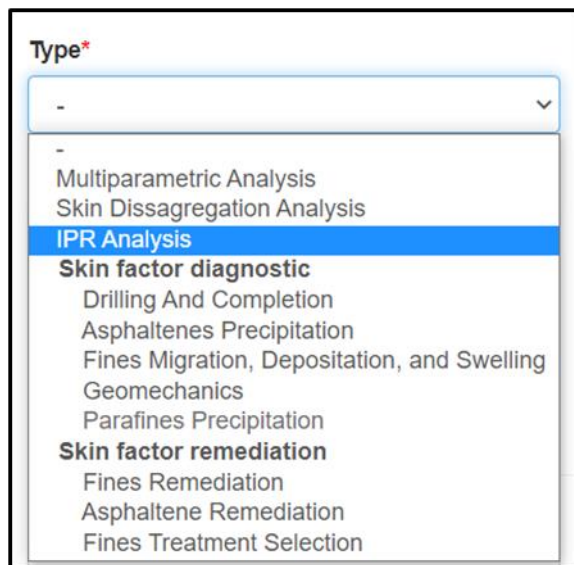


Ilustración 4. Menú desplegable de la sección Type

- **Project name:** Al hacer clic en el recuadro de *Project name* se abre un menú desplegable en el que se muestran todos los proyectos visibles para ese usuario en donde se selecciona el de interés, además aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el nombre del proyecto para facilitar la búsqueda.
- **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.
- **Scenario name:** Aquí se ingresa el nombre que tendrá el escenario.
- **Description:** El usuario debe agregar una descripción del escenario a crear.
- **Basin:** Al hacer clic en el recuadro *Basin* se abre un menú desplegable donde se escoge la cuenca a trabajar, además 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 aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el nombre del campo para buscarlo fácilmente. Es necesario haber 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. Es necesario haber 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. Es necesario haber seleccionado un pozo (*Well*) para que se desplieguen los intervalos correspondientes. Para el caso de un escenario IPR se pueden seleccionar varios intervalos productores del pozo, cuando se desea realizar un análisis para más de una arena.

5 ANÁLISIS IPR

El módulo de Análisis IPR está compuesto de 4 secciones para ingreso de datos, como se muestra en la Ilustración 5. 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 Analysis' interface. At the top, a navigation bar includes 'Home', 'Database', 'Project Management', 'Georeference', and 'Help'. On the left, a 'Projects' sidebar lists 'UN', 'Equilon', 'Ecopetrol', 'Hocol', and 'UIS'. The main content area features a header with scenario details: 'Escenario: Escenario Prueba - Basin: Llanos Orientales - Field: Castilla Este - Well: CASTILLA ESTE-1 - User: Eliana Gonzalez'. Below this is an 'Advisor' section with a descriptive text about the IPR module. The 'Well Data' section is active, showing fields for 'Well Type' (set to 'Producer') and 'Fluid' (set to 'Black Oil'). Below these are 'Well Radius' and 'Drainage Radius' fields, both marked with an asterisk (*) indicating they are required. The 'Well Radius' field contains the text 'Well Radius' and the 'Drainage Radius' field contains 'ft'. At the bottom right of the form are 'Save' and 'Cancel' buttons.

Ilustración 5. Interfaz Análisis IPR

En esta ventana aparecerá en la parte superior el nombre del escenario (*Scenario*), la cuenca (*Basin*), el campo (*Field*), el pozo (*Well*) y el usuario (*User*) que creó el escenario. Además, se observa una sección de *Advisor* en donde el usuario encontrará información general sobre el módulo. A continuación, se muestran cuatro secciones para ingreso de datos que estarán en color azul cuando los datos estén completos, de lo contrario se mostrarán de color rojo. Finalmente, en la parte inferior derecha se encuentran los botones *Save* y *Cancel* que sirven para guardar los datos ingresados y para cancelar la creación o modificación del escenario, respectivamente.

5.1 Datos de Pozo

En la sección *Well Data* el usuario debe ingresar las propiedades del pozo, completando las cuatro casillas mostradas en la Ilustración 6, 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*: Ingresar el tipo de fluido que puede ser *Black Oil*, *Dry Gas* o *Condensate Gas* para *Well Type Producer*, y *Water* y *Gas* para *Well Type Injector*.
- *Well Radius*: Ingresar el radio del pozo en pies (ft)
- *Drainage radius*: Corresponde al radio de drenaje del pozo en pies (ft)

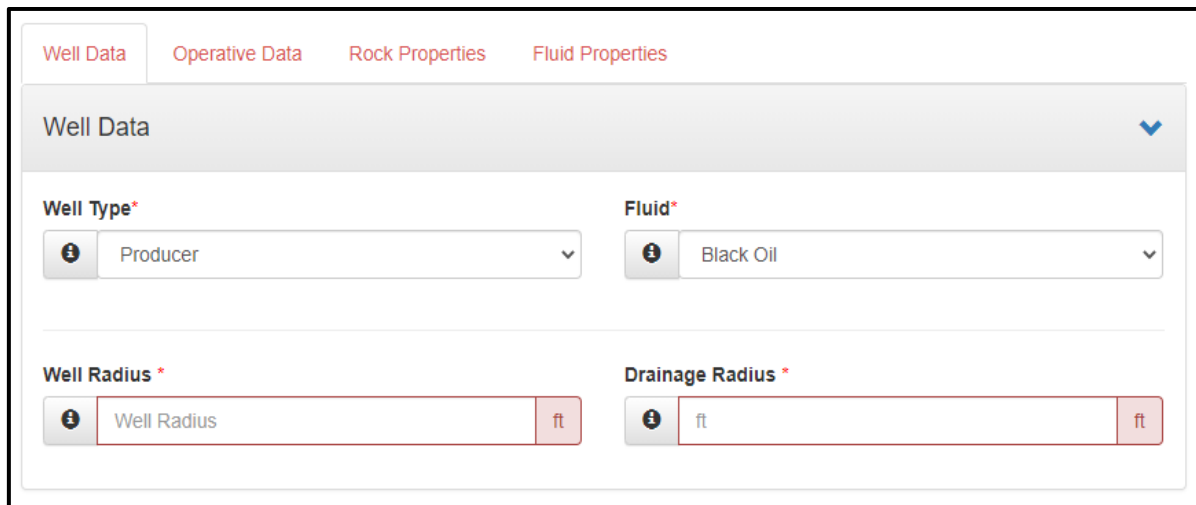


Ilustración 6. Sección *Well Data*

Cabe mencionar que al lado izquierdo de cada recuadro para ingreso de datos se encuentra el icono de ayuda, el cual abre una ventana desplegable que está dividida en dos secciones: *Information*, donde se encuentra información sobre el dato a ingresar, como se muestra 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 tenga la información que se necesita, como se observa en la Ilustración 8.

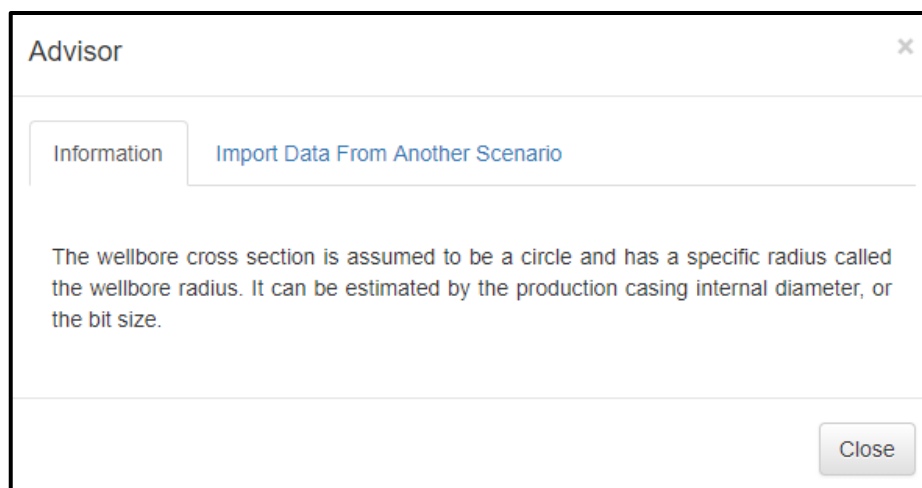


Ilustración 7. Sección de información desplegada a partir del ícono de ayuda

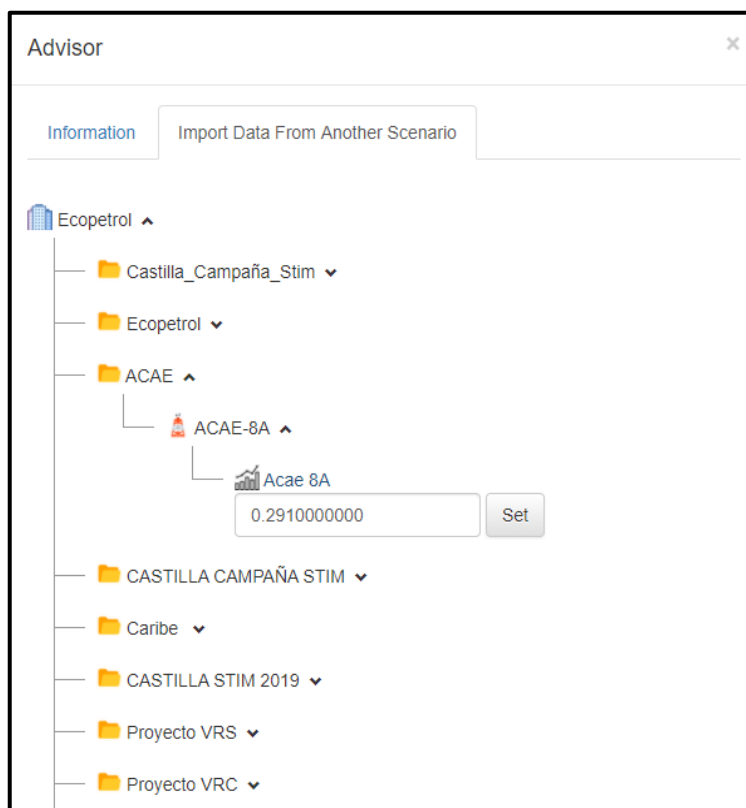


Ilustración 8. Sección de importar dato a partir de otro escenario desplegada a partir del ícono de ayuda

Dependiendo del tipo de pozo seleccionado en la casilla *Well Type* y del tipo de fluido elegido en la casilla *Fluid*, las siguientes pestañas para realizar el análisis IPR tendrán algunos cambios, como se muestra a continuación:

5.2 Dato de Operación

5.2.1 Pozo Productor - Black Oil

Si el pozo es productor y el tipo de fluido elegido es *Black Oil*, se despliega la ventana mostrada en la Ilustración 9:

The screenshot shows a software interface with four tabs: 'Well Data' (blue), 'Operative Data' (red), 'Rock Properties' (red), and 'Fluid Properties' (red). The 'Operative Data' tab is active. Below the tabs is a header 'Operative Data' with a downward arrow. The main area contains three input fields, each with an information icon on the left and a unit label on the right. The first field is labeled 'Oil Rate *' and has the unit 'bbl/day'. The second field is labeled 'BHP *' and has the unit 'psi'. The third field is labeled 'BSW *' and has the unit 'Fraction'.

Ilustración 9. Sección Operative Data para pozo productor y tipo de fluido black oil

En este caso el usuario debe completar la información de la siguiente manera:

- *Oil rate*: Ingresar la tasa de producción de aceite en barriles por día (bbl/day).
- *BHP*: Corresponde a la presión de fondo fluyente en el pozo en libras por pulgada cuadrada (psi).
- *BSW*: Se debe ingresar la fracción correspondiente a la cantidad de agua libre y sedimentos.

5.2.2 Pozo Productor - Dry Gas

Si el pozo es productor y el tipo de fluido elegido es *Dry Gas*, se despliega la ventana mostrada en la Ilustración 10:

The screenshot shows a software interface with four tabs: 'Well Data' (blue), 'Operative Data' (red), 'Rock Properties' (red), and 'Fluid Properties' (red). The 'Operative Data' tab is active. Below the tabs is a header 'Operative Data' with a downward arrow. The main area contains two input fields, each with an information icon on the left and a unit label on the right. The first field is labeled 'Gas Rate *' and has the unit 'MMscf/day'. The second field is labeled 'BHP *' and has the unit 'psi'.

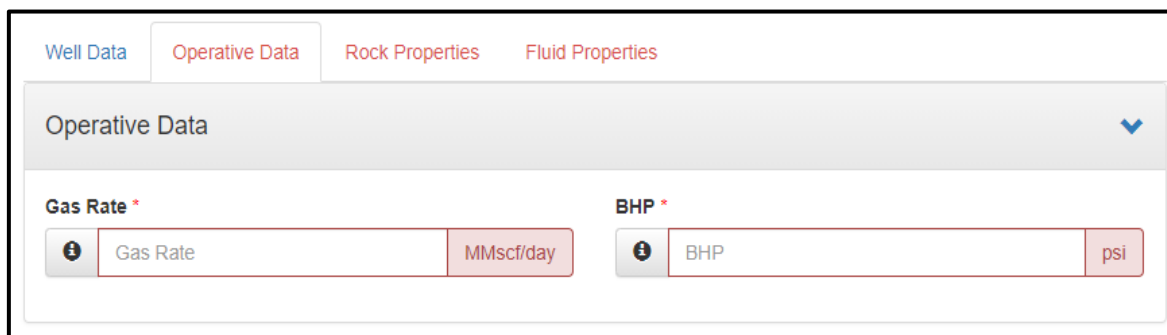
Ilustración 10. Sección Operative Data para pozo productor y tipo de fluido gas seco.

En este caso, el usuario debe completar la información de la siguiente manera:

- *Gas Rate*: Ingresar la tasa de flujo de gas en millones de pies cúbicos por día (MMscf/day).
- *BHP*: Corresponde a la presión de fondo fluyente en el pozo en libras por pulgada cuadrada (psi).

5.2.3 Pozo Productor - Gas Condensado

Si el pozo es productor y el tipo de fluido elegido es *Condensate Gas*, se despliega la ventana mostrada en la Ilustración 11:



The screenshot shows 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 dropdown arrow. Below the tab, there are two input fields. The first is labeled 'Gas Rate *' and contains a text input field with 'Gas Rate' and a unit dropdown set to 'MMscf/day'. The second is labeled 'BHP *' and contains a text input field with 'BHP' and a unit dropdown set to 'psi'. Both input fields have an information icon on the left.

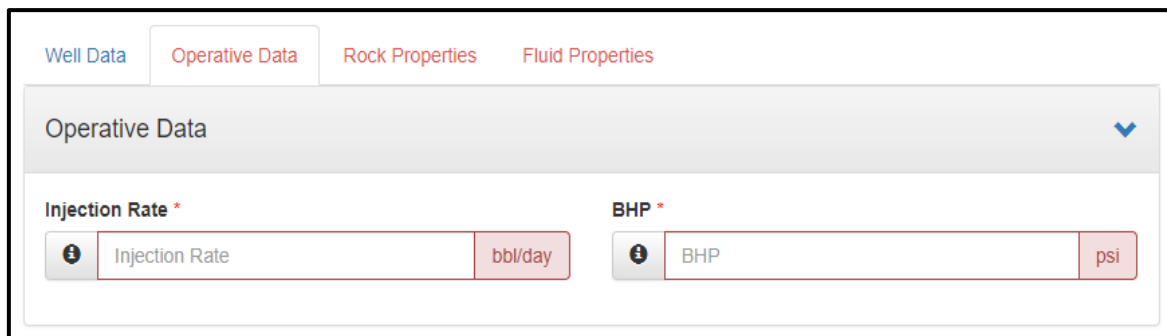
Ilustración 11. Sección Operative Data para pozo productor y tipo de fluido gas condensado.

En este caso el usuario debe completar la información de la siguiente manera:

- *Gas Rate*: Ingresar la tasa de flujo de gas en millones de pies cúbicos por día (MMscf/day).
- *BHP*: Corresponde a la presión de fondo fluyente en el pozo en libras por pulgada cuadrada (psi).

5.2.4 Pozo Inyector – Agua

Para un pozo inyector de agua, se despliega la ventana mostrada en la Ilustración 12:



The screenshot shows 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 dropdown arrow. Below the tab, there are two input fields. The first is labeled 'Injection Rate *' and contains a text input field with 'Injection Rate' and a unit dropdown set to 'bbl/day'. The second is labeled 'BHP *' and contains a text input field with 'BHP' and a unit dropdown set to 'psi'. Both input fields have an information icon on the left.

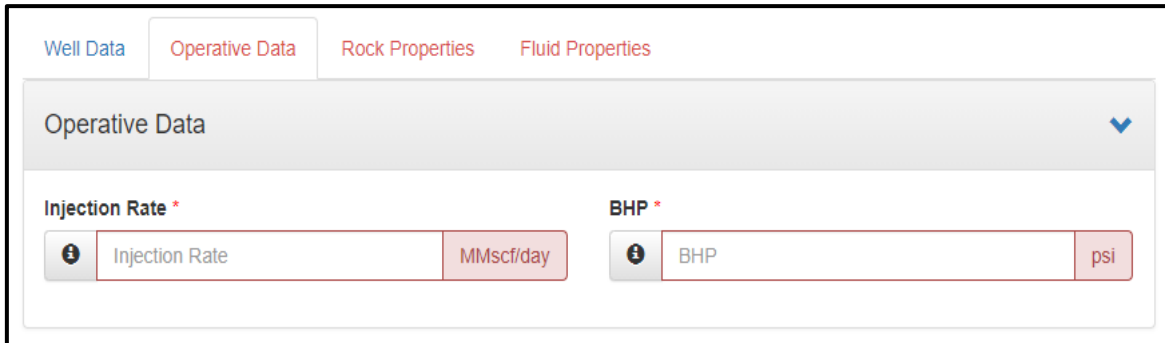
Ilustración 12. Sección Operative Data para pozo inyector de agua

En este caso el usuario debe completar la información de la siguiente manera:

- *Injection Rate*: Ingresar la tasa de inyección de agua en barriles por día (bbl/day).
- *BHP*: Corresponde a la presión de fondo en el pozo en libras por pulgada cuadrada (psi).

5.2.5 Pozo Inyector – Gas

Para un pozo inyector de gas, se deben ingresar los datos mostrados en la Ilustración 13:



The screenshot displays a software interface for well data entry. At the top, there are four tabs: 'Well Data' (blue), 'Operative Data' (red), 'Rock Properties' (red), and 'Fluid Properties' (red). The 'Operative Data' tab is selected, and its label is also present in a grey header bar above the input fields. Below this header, there are two input fields. The first field is labeled 'Injection Rate *' and contains the text 'Injection Rate' with a unit of 'MMscf/day'. The second field is labeled 'BHP *' and contains the text 'BHP' with a unit of 'psi'. Both fields have an information icon (i) on the left side of the input box.

Ilustración 13. Sección Operative Data para pozo inyector de gas

En este caso el usuario debe completar la información de la siguiente manera:

- *Injection Rate*: Ingresar la tasa de inyección de gas en millones de pies cúbicos por día (MMscf/day).
- *BHP*: Corresponde a la presión de fondo en el pozo en libras por pulgada cuadrada (psi).

5.3 Propiedades de la Roca

Dependiendo del tipo de pozo seleccionado en la casilla *Well type* y del tipo de fluido elegido en la casilla *Fluid*, se desprenderán diferentes interfaces como se muestra a continuación:

5.3.1 Pozo Productor - Black Oil

Para este caso, la sección de propiedades de la roca se divide en dos subsecciones: *Basic Petrophysics* y *Relative Permeability Data Selection*, como se muestra en la Ilustración 14.

Well Data Operative Data **Rock Properties** Fluid Properties

Rock Properties ▾

Basic Petrophysics ▾

Relative Permeability Data Selection ▾

Ilustración 14. Sección Rock Properties

5.3.1.1 Petrofísica Básica

En esta subsección aparecerá la interfaz que se observa en la Ilustración 15:

Basic Petrophysics ▾

Stress Sensitive Reservoir*

No ▾

Net Pay *

i Net Pay ft

Current Reservoir Pressure *

i psi psi

Absolute Permeability *

i Absolute Permeability md

Ilustración 15. Subsección Basic Petrophysics

En primer lugar, en esta sección el usuario debe seleccionar si el yacimiento es sensible a esfuerzos o no, desplegando las opciones de la casilla *Stress Sensitive Reservoir*. En caso de que se elija la opción *No*, aparecerá la ventana mostrada en la Ilustración 15. A continuación, será necesario ingresar los datos adicionales de la siguiente manera:

- *Net pay*: Es el espesor neto del intervalo productor en pies (ft).
- *Current reservoir pressure*: Corresponde a la presión actual de yacimiento, en libras por pulgada cuadrada (psi).

- *Absolute permeability*: Es la permeabilidad absoluta del intervalo productor, en milidarcys (mD).

Si, por el contrario, se selecciona la opción *Yes* en la casilla *Stress Sensitive Reservoir*, aparecerá la ventana mostrada en la Ilustración 16 y será necesario ingresar los datos adicionales de la siguiente manera:

The screenshot shows a software interface titled "Basic Petrophysics". It contains several input fields and a button:

- Stress Sensitive Reservoir***: A dropdown menu with "Yes" selected.
- Initial Reservoir Pressure ***: A text input field with "Initial Reservoir Pressure" and a unit dropdown set to "psi".
- Absolute Permeability At Initial Reservoir Pressure ***: A text input field with "Absolute Permeability At Initial Reservoir P" and a unit dropdown set to "md".
- Net Pay ***: A text input field with "Net Pay" and a unit dropdown set to "ft".
- Current Reservoir Pressure ***: A text input field with "psi" and a unit dropdown set to "psi".
- Permeability Module ***: A text input field with "Absolute Permeability" and a unit dropdown set to "psi⁻¹".
- Calculate by Correlation**: A blue button.

Ilustración 16. Subsección Basic Petrophysics para yacimientos sensibles a esfuerzos

- *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 de yacimiento, en milidarcys (mD).
- *Net pay*: Espesor neto del intervalo productor en pies (ft).
- *Current reservoir pressure*: Corresponde a la presión actual de yacimiento, en libras por pulgada cuadrada (psi).

Posteriormente, el aplicativo solicita el valor del módulo de permeabilidad para el escenario que se está trabajando. En este caso, el usuario tiene dos opciones para el ingreso de este parámetro: Ingresar manualmente el valor del módulo de permeabilidad en (psi^{-1}) o calcularlo mediante correlación dando clic en el botón azul con la descripción *Calculate by Correlation*, para la cual se despliega la ventana que se observa en la Ilustración 17. En este punto es necesario ingresar los siguientes datos:

- *Absolute permeability*: En esta casilla se debe ingresar el valor de la permeabilidad absoluta en milidarcys (md).
- *Porosity*: Ingresar el valor de la porosidad en fracción.
- *Rock type*: Seleccionar el tipo de roca correspondiente al yacimiento de análisis. El usuario puede escoger entre tres opciones, que se desplegarán dando clic en la flecha de la parte derecha: consolidada (*consolidated*), no consolidada (*unconsolidated*) o microfracturada (*microfractured*).

Ilustración 17. Interfaz para calcular el módulo de permeabilidad mediante correlación

5.3.1.2 Permeabilidad Relativa

Esta subsección aparece como se muestra en la Ilustración 18. Inicialmente, es necesario definir si se trabajará con tablas de permeabilidad relativa (*tabular*) o con el modelo de Corey (*Corey's Model*). Para el primer caso, se muestra la interfaz de la Ilustración 18, donde se deben diligenciar las tablas de permeabilidad relativa Agua-Aceite y Gas-Aceite. El aplicativo permite graficar los datos ingresados al hacer click en el botón *plot* que aparece en la parte inferior de cada una de las tablas.

	Sw	Krw	Kro
1			
2			

	Sg	Krg	Krog
1			
2			

Ilustración 18. Subsección Relative Permeability

Para el segundo caso, cuando se selecciona el modelo de Corey se despliega la interfaz presentada en la Ilustración 19:

Relative Permeability Data Selection

☐ Tabular

☒ Corey's Model

Gas/Oil End-Point Parameters

Kro (Sgc)*

Kro (Sgc)

Fraction

Sgc*

Sgc

Fraction

Krg (Sorg)*

Krg (Sorg)

Fraction

Sorg*

Sorg

Fraction

Corey Exponent Oil/Gas*

Corey Exponent Oil/Gas

Fraction

Corey Exponent Gas*

Corey Exponent Gas

Fraction

Plot

Oil/Water End-Point Parameters

Kro (Swi)*

Kro (Swi)

Fraction

Swi*

Swi

Fraction

Krw (Sor)*

Krw (Sor)

Fraction

Sor*

Sor

Fraction

Corey Exponent Oil*

Corey Exponent Oil

Fraction

Corey Exponent Water*

Corey Exponent Gas

Fraction

Plot

Ilustración 19. Subsección Relative Permeability – Modelo de Corey

En este punto es necesario ingresar información tanto para la permeabilidad relativa Gas-Aceite (Gas/Oil End-Point Parameters) como para la permeabilidad relativa Aceite-Agua (Oil/Water End-Point Parameters).

Gas/Oil End-Point Parameters

El usuario debe ingresar los datos que se muestran en la Ilustración 19, como se describe a continuación:

- *Kro (Sgc)*: Corresponde al valor de la permeabilidad relativa del aceite a condición de saturación crítica de gas.
- *Krg (Sorg)*: Corresponde al valor de la permeabilidad relativa del gas a condición de saturación residual de aceite.
- *Sgc*: Es el valor de la saturación crítica de gas.
- *Sorg*: Es el valor de la saturación residual de aceite para el sistema gas-aceite.
- *Corey Exponent Oil/Gas*: Es el valor del exponente de Corey para el aceite.
- *Corey Exponent Gas*: Exponente de Corey para el gas.

Adicionalmente, en la parte inferior se encuentra el botón *Plot* que permite graficar las curvas de permeabilidad relativa.

Oil/Water End-Point Parameters

El usuario deberá ingresar los datos que se muestra en la Ilustración 19, como se describe a continuación:

- *Kro (Swi)*: Corresponde al valor de la permeabilidad relativa del aceite a condición de saturación irreducible de agua.
- *Krw (Sor)*: Corresponde al valor de la permeabilidad relativa del agua a condición de saturación residual de aceite.
- *Swi*: Es el valor de la saturación irreducible de agua.
- *Sor*: Es el valor de la saturación residual de aceite.
- *Corey Exponent Oil*: Es valor del exponente de Corey para el aceite.
- *Corey Exponent Water*: Ingresar el valor del exponente de Corey para el agua.

Adicionalmente, en la parte inferior se encuentra el botón *Plot* que permite graficar las curvas de permeabilidad relativa.

5.3.2 Pozo Productor – Dry Gas

Si el pozo es productor y el tipo de fluido elegido es *Dry Gas*, en la sección de propiedades de la roca solo será necesario diligenciar la información de petrofísica básica de la misma forma que se

describió para el caso Black Oil en la sección 5.3.1.1 y cuya interfaz se muestra en las ilustraciones 15 y 16.

5.3.3 Pozo Productor - Condensate Gas

Para este caso, la sección de propiedades de la roca se maneja de forma análoga al caso *Black Oil*, con la diferencia de que en las curvas de permeabilidad relativa solo se permite el ingreso de la información *Gas-Oil* de forma tabular, como se observa en la Ilustración 20.

Rock Properties

Basic Petrophysics

Stress Sensitive Reservoir*

No

Net Pay*

Net Pay

ft

Current Reservoir Pressure*

psi

psi

Absolute Permeability*

Absolute Permeability

md

Relative Permeability Data Selection

Gas-Oil

	Sg	Krg	Krog
1			
2			

Plot

Ilustración 20. Sección Rock Properties para el caso de pozo productor de gas condensado

5.3.4 Pozo Inyector – Agua

Si el pozo es inyector y el tipo de fluido elegido es *Water*, en la sección de propiedades de la roca solo será necesario diligenciar la información de petrofísica básica que se muestra en la Ilustración 21, como se describe a continuación:

The image shows a software interface for 'Rock Properties'. Under the 'Basic Petrophysics' section, there is a dropdown menu for 'Stress Sensitive Reservoir' set to 'No'. Below this are four input fields arranged in two columns. The left column contains 'Net Pay' (with a unit of 'ft') and 'Absolute Permeability' (with a unit of 'md'). The right column contains 'Current Reservoir Pressure' (with a unit of 'psi') and 'Reservoir Parting Pressure' (with a unit of 'psi'). Each input field has an information icon on the left and a unit label on the right.

Ilustración 21. Sección Rock Properties para el caso de pozo inyector de agua

En primer lugar, en esta sección el usuario debe seleccionar si el yacimiento es sensible a esfuerzos o no, desplegando las opciones de la casilla *Stress Sensitive Reservoir*. En caso de que se elija la opción *No*, aparecerá la ventana mostrada en la Ilustración 21. A continuación, será necesario ingresar los datos adicionales de la siguiente manera:

- *Net pay*: Es el espesor neto del intervalo productor en pies (ft).
- *Current reservoir pressure*: Corresponde a la presión actual de yacimiento, en libras por pulgada cuadrada (psi).
- *Absolute permeability*: Es la permeabilidad absoluta del intervalo productor, en milidarcys (mD).
- *Reservoir Parting Pressure*: Corresponde a la presión por encima de la cual la inyección de fluidos ocasionará que la roca se fracture hidráulicamente, en libras por pulgada cuadrada (psi).

Si, por el contrario, se selecciona la opción *Yes* en la casilla *Stress Sensitive Reservoir*, aparecerá la ventana mostrada en la Ilustración 22 y será necesario ingresar los datos adicionales de la siguiente manera:

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 *

psi

psi

Reservoir Parting Pressure *

psi

psi

Permeability Module *

Absolute Permeability

psi⁻¹

Calculate by Correlation

Ilustración 22. Subsección Basic Petrophysics para yacimientos sensibles a esfuerzos

- *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 de yacimiento, en milidarcys (mD).
- *Net pay*: Espesor neto del intervalo productor en pies (ft).
- *Current reservoir pressure*: Corresponde a la presión actual de yacimiento, en libras por pulgada cuadrada (psi).
- *Reservoir Parting Pressure*: Corresponde a la presión por encima de la cual la inyección de fluidos ocasionará que la roca se fracture hidráulicamente, en libras por pulgada cuadrada (psi).

Posteriormente, el aplicativo solicita el valor del módulo de permeabilidad para el escenario que se está trabajando. En este caso, el usuario tiene dos opciones para el ingreso de este parámetro: Ingresar manualmente el valor del módulo de permeabilidad en (psi⁻¹) o calcularlo mediante correlación dando clic en el botón azul con la descripción *Calculate by Correlation*, siguiendo un procedimiento análogo al descrito en la sección 5.3.1.1 para el caso de *Black Oil*.

5.3.5 Pozo Inyector – Gas

Si el pozo es inyector y el tipo de fluido elegido es *Gas*, en la sección de propiedades de la roca solo será necesario diligenciar la información de petrofísica básica de forma análoga a la descrita en la sección 5.3.4, para el caso de pozo inyector de agua.

5.4 Propiedades del Fluido

De forma análoga a las secciones 5.2 y 5.3, dependiendo del tipo de pozo y fluido seleccionados en la pestaña *Well Data*, se desprenderán diferentes interfaces para propiedades del fluido, como se muestra a continuación:

5.4.1 Pozo Productor - Black Oil

En la Ilustración 23 se presenta la interfaz que se despliega en esta sección. En primer lugar, se debe ingresar la presión de saturación del yacimiento en psi. Después, se encuentra la sección de datos PVT, donde se debe diligenciar información de presión en psi, viscosidad del aceite en centipoise (cp), factor volumétrico del aceite en RB/STB y viscosidad del agua en cp. Finalmente, en la parte inferior se encuentra el botón *Plot* que permite graficar las propiedades PVT.

The screenshot shows a software interface for fluid properties. At the top, there are four tabs: 'Well Data', 'Operative Data', 'Rock Properties', and 'Fluid Properties'. The 'Fluid Properties' tab is selected. Below the tabs, there is a 'Fluid properties' section with a dropdown arrow. Underneath, there is a 'Saturation Pressure*' section with an input field labeled 'Saturation Pressure' and a unit dropdown set to 'psi'. Below this is a 'PVT Data' section with a dropdown arrow. Underneath, there is a table with four columns: 'Pressures [psi]', 'Oil Viscosity [cp]', 'Oil Volumetric Factor [RB/STB]', and 'Water Viscosity [cp]'. The table has two rows, numbered 1 and 2. At the bottom right of the interface is a blue button labeled 'Plot'.

	Pressures [psi]	Oil Viscosity [cp]	Oil Volumetric Factor [RB/STB]	Water Viscosity [cp]
1				
2				

Ilustración 23. Sección Fluid Properties para el caso de pozo productor de aceite

5.4.2 Pozo Productor – Dry Gas

Cuando el pozo de interés es productor y el fluido es *Dry Gas*, se deben completar los datos PVT mostrados en la Ilustración 24. En la primera casilla se debe ingresar la temperatura de las pruebas en grados Fahrenheit y posteriormente, se deben diligenciar los campos de la tabla PVT:

presión en psi, viscosidad del gas en cp y factor de compresibilidad del gas. Finalmente, en la parte inferior se encuentra el botón *Plot* que permite graficar las propiedades PVT.

Well Data

Operative Data

Rock Properties

Fluid Properties

Fluid properties

Temperature*

Temperature

F

PVT Data

	Pressure [psi]	Gas Viscosity [cp]	Gas Compressibility Factor
1			
2			

Plot

Ilustración 24. Sección Fluid Properties para el caso de pozo productor de gas seco

5.4.3 Pozo Productor - Condensate Gas

Si el fluido elegido es *Condensate Gas*, se debe suministrar información PVT del gas y del condensado, como se muestra en la Ilustración 25. Inicialmente, se deben ingresar los datos correspondientes a la presión de saturación del gas (punto de rocío) y el GOR (relación gas/petróleo) actual del pozo. Posteriormente, se encuentra la sección de PVT donde se deben ingresar datos de presión en psi, factor volumétrico del petróleo (Bo) en barriles de yacimiento sobre barriles estándar (RB/STB), viscosidad del petróleo (Uo) en cp, gas disuelto (Rs) en barriles de gas en superficie sobre barriles estándar (SCF/STB), factor volumétrico del gas (Bg) en barriles en yacimiento sobre barriles de gas en superficie (RB/SCF), viscosidad del gas (Ug) en cp y razón de petróleo-gas (O-G Ratio) en barriles de gas en superficie sobre barriles estándar (SCF/STB). Finalmente, se debe diligenciar la información de la curva de drop-out, completando la tabla con valores de presión en psi y la fracción líquida correspondiente. En la parte inferior tanto de la sección de PVT como de la curva drop-out se encuentra el botón *Plot* que permite graficar los datos ingresados.

Well Data
Operative Data
Rock Properties
Fluid Properties

Fluid properties

Saturation Pressure*

GOR*

Saturation Pressure
psi

GOR
psi

PVT Data

	Pressure [psi]	Bo [RB/STB]	Uo [cP]	RS [SCF/STB]	Bg [RCF/SCF]	Ug [cP]	O-G Ratio [STB/SCF]
1							
2							

Plot

Drop-Out Data

	Pressure [psi]	Liquid Fraction []
1		
2		

Plot

Ilustración 25. Sección Fluid Properties para el caso de pozo productor de gas condensado

5.4.4 Pozo Inyector – Agua

Si el pozo es inyector de agua, se debe ingresar el valor de viscosidad promedio en cp y factor volumétrico promedio en RB/STB, como se muestra en la Ilustración 26.

Well Data
Operative Data
Rock Properties
Fluid Properties

Fluid properties

Water Volumetric Factor*

Water Viscosity*

Water Volumetric Factor
RB/STB

Water Viscosity
CP

Ilustración 26. Sección Fluid Properties para el caso de pozo inyector de agua

5.4.5 Pozo Inyector – Gas

Si el pozo es inyector de gas, en la sección de propiedades del fluido la información requerida es la misma que para el caso de pozo productor de gas, descrita en la sección 5.4.2 y cuya interfaz se muestra en la Ilustración 24.

5.5 Resultados

Una vez completada toda la información necesaria, en la esquina inferior derecha de la sección *Fluid Properties* aparecen tres botones: *Run IPR*, *Save* y *Cancel*, como se muestra en la Ilustración 27. El botón *Run IPR* guarda los datos y redirige hacia los resultados, el botón *Save* almacena los datos ingresados sin necesidad de ejecutar los cálculos y el botón *cancel* redirige a la página inicial de creación de proyectos sin guardar la información.

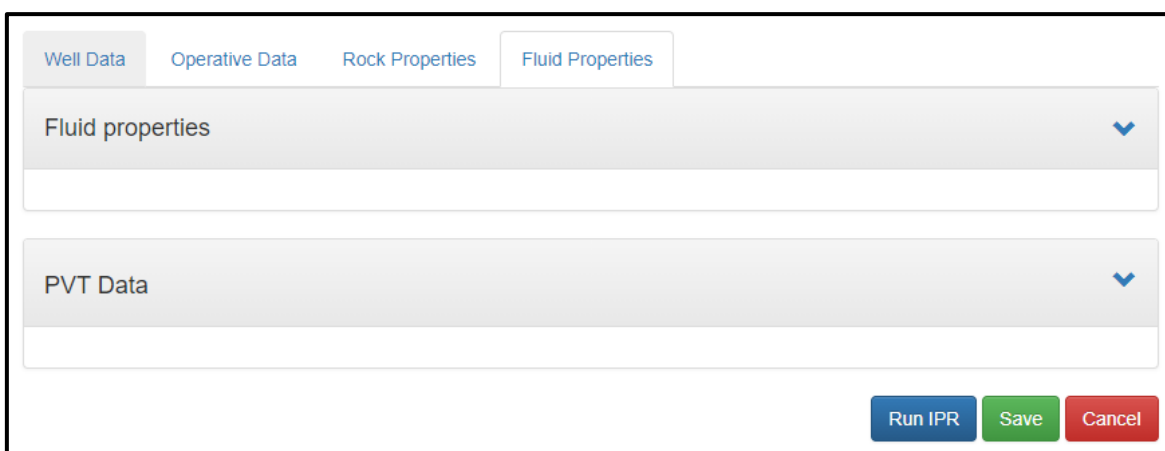


Ilustración 27. Interfaz para generar la curva IPR

En la Ilustración 28 se presenta un ejemplo de los resultados del módulo de Análisis IPR. Como se observa, se obtienen dos curvas de afluencia para el caso de estudio. La curva azul corresponde a la condición actual o condiciones empleadas a determinada fecha para generar la IPR, mientras que la curva verde representa la curva ideal del pozo, es decir, cuando el valor del factor skin es igual a cero.

El aplicativo ofrece la opción de ocultar las curvas o hacerlas visibles de acuerdo con la necesidad del usuario, haciendo click sobre la leyenda de la curva de interés. En la Ilustración 29 se muestra un ejemplo en el cual la IPR ideal se ocultó en el gráfico.

Adicionalmente, en la Ilustración 30 se presenta un ejemplo de los resultados obtenidos para una curva IPR multicapa. Este caso corresponde a la opción cuando se seleccionan múltiples arenas en la sección *producing Interval*.

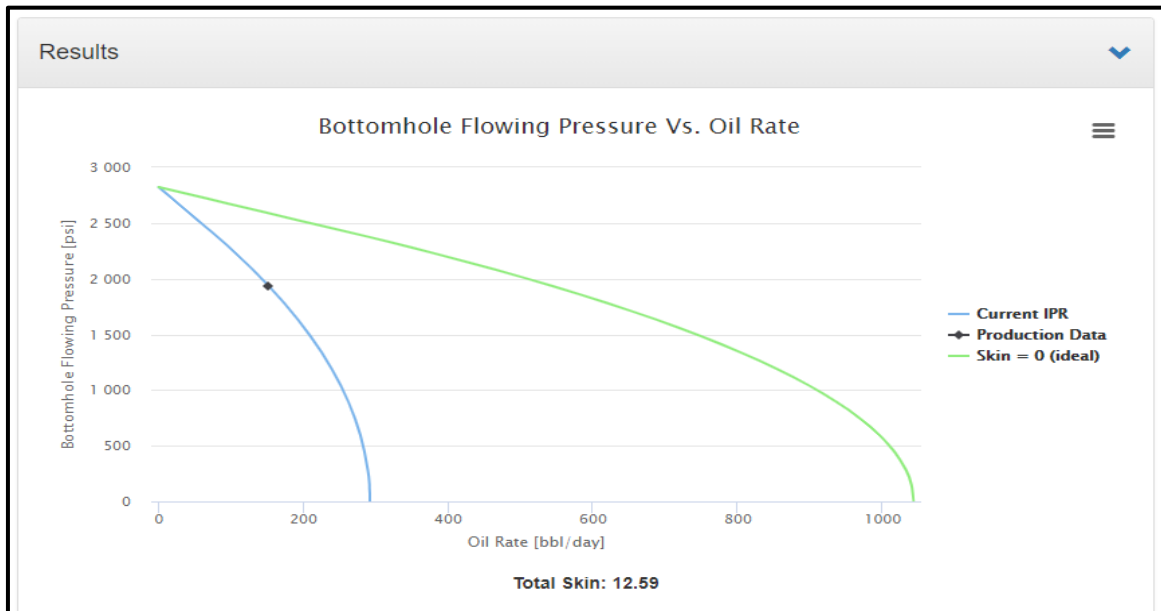


Ilustración 28. Ejemplo de resultados obtenidos con el módulo de Análisis IPR

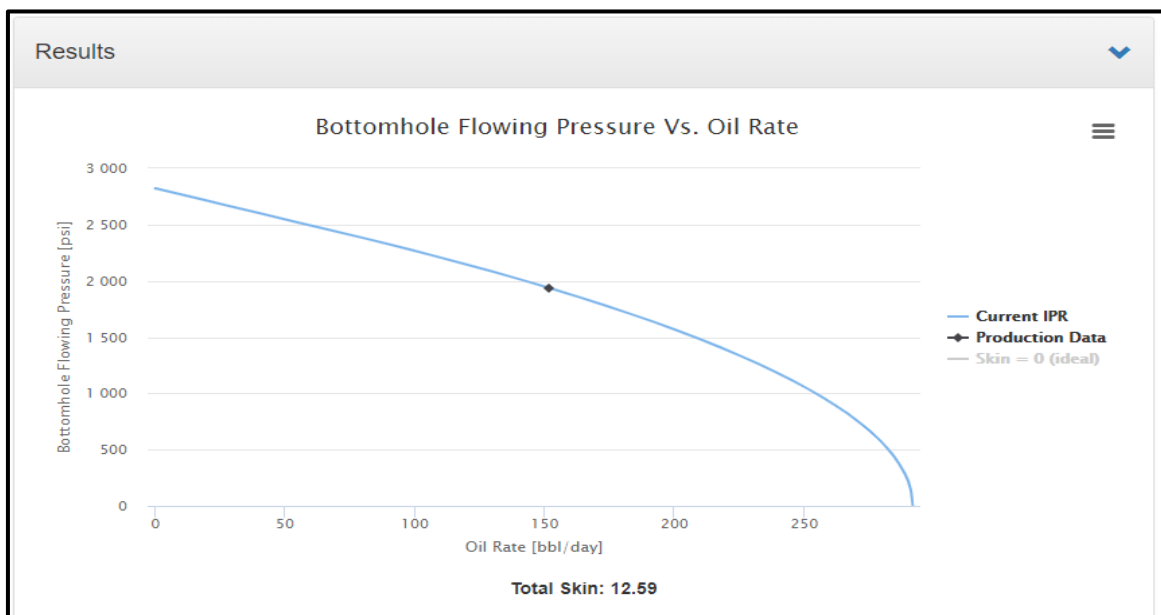


Ilustración 29. Ejemplo de curva ideal oculta en el gráfico

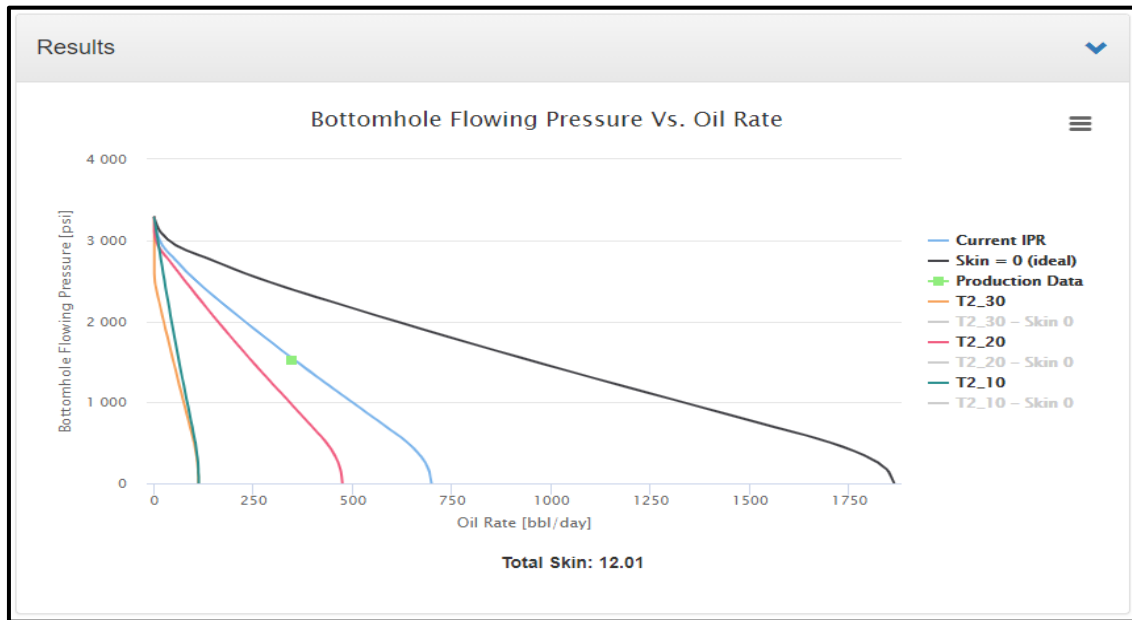


Ilustración 30. Ejemplo de resultados obtenidos para IPR multicapa

Finalmente, en la Ilustración 31 se presenta un ejemplo de los resultados obtenidos para un pozo inyector de agua. De manera análoga al ejemplo mostrado en la Ilustración 28, se obtienen dos curvas de afluencia para el caso de estudio. La curva azul corresponde a la condición actual o condiciones empleadas a determinada fecha para generar la IPR, mientras que la curva verde representa la curva ideal del pozo, es decir, cuando el valor del factor skin es igual a cero.

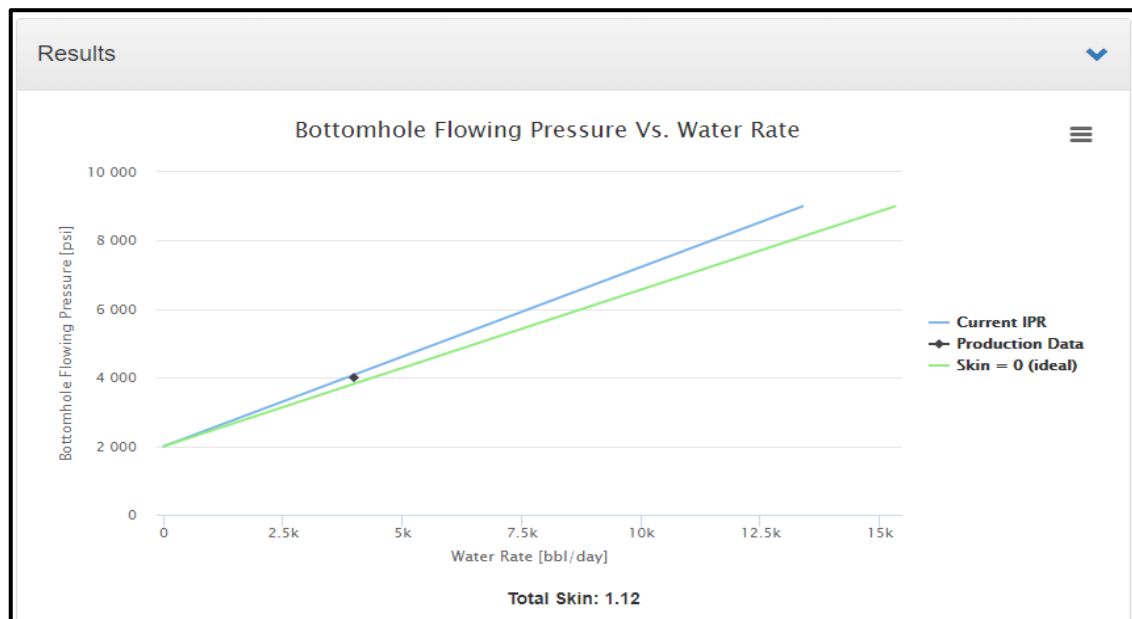


Ilustración 31. Ejemplo de resultados obtenidos para pozo inyector de agua

5.6 Sensibilidades

Otra opción que ofrece el aplicativo para el módulo de IPR es la generación de diferentes escenarios empleando sensibilidades. Esta opción solo está disponible si se seleccionó un solo intervalo productor al crear el escenario. Se pueden realizar sensibilidades tanto al factor skin como a otras variables, como se muestra en la Ilustración 32.

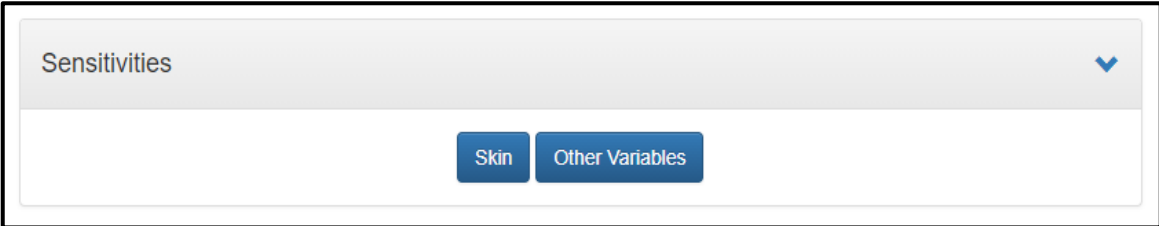


Ilustración 32. Sección de sensibilidades en el módulo de Análisis IPR

Si se selecciona la opción *Skin*, se despliega la interfaz presentada en la Ilustración 33. En este caso, el usuario debe ingresar uno o más valores de *Skin* y dar clic en el botón *Apply*. Los resultados se mostrarán en la gráfica existente de resultados.

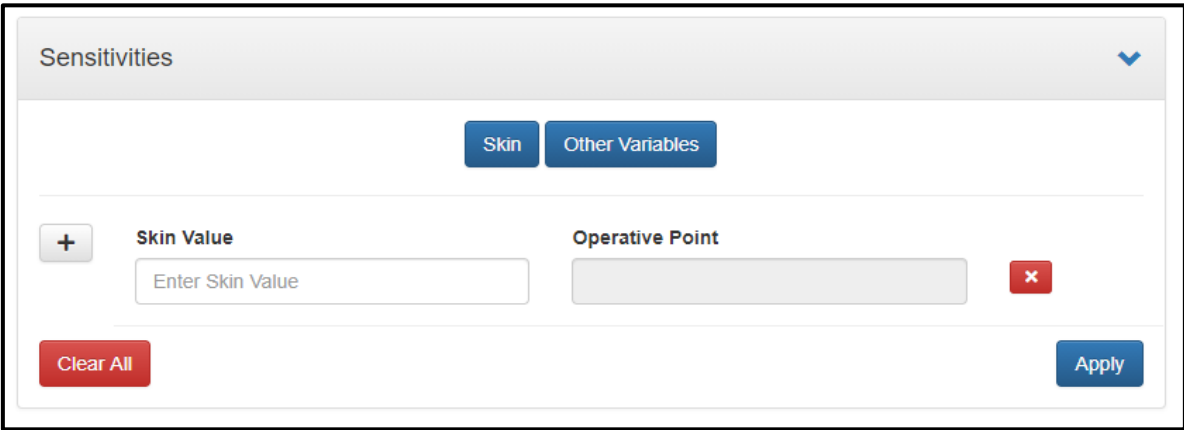


Ilustración 33. Interfaz para realizar sensibilidades variando el valor del Skin

Cuando el usuario selecciona la opción *Other Variables*, el sistema lo redirecciona a la ventana que se muestra en la Ilustración 34. Allí el usuario debe seleccionar la variable a sensibilizar y diligenciar el valor. En este punto se pueden adicionar escenarios usando el botón “+” y seleccionar hasta tres tipos diferentes de variables. Una vez definidos, se debe dar clic en el botón *Apply* y se despliega una gráfica con los resultados y una tabla de resumen de los valores *skin* obtenidos. Al frente de cada combinación de variables en la tabla hay un botón para ocultar o mostrar la gráfica IPR resultante en cada escenario. En la Ilustración 35 se presenta un ejemplo de los resultados obtenidos empleando las opciones de esta sección del módulo.

Sensitivities

+

Sensitivity

Select a sensitivity

Select a sensitivity

Net Pay - hnet [ft]

Absolute Permeability - Kabs [md]

Bottom Hole Pressure - BHP [psi]

Permeability Module - Perm. Mod [1/psi]

Reservoir Parting Pressure - RPP [psi]

Reservoir Pressure - Pres [psi]

Drainage Radius - Re [ft]

Water Cut - BSW [-]

Corey Exponent Oil [-]

Value

Enter Value

×

Apply

Clear All

Ilustración 34. Variables para realizar sensibilidades

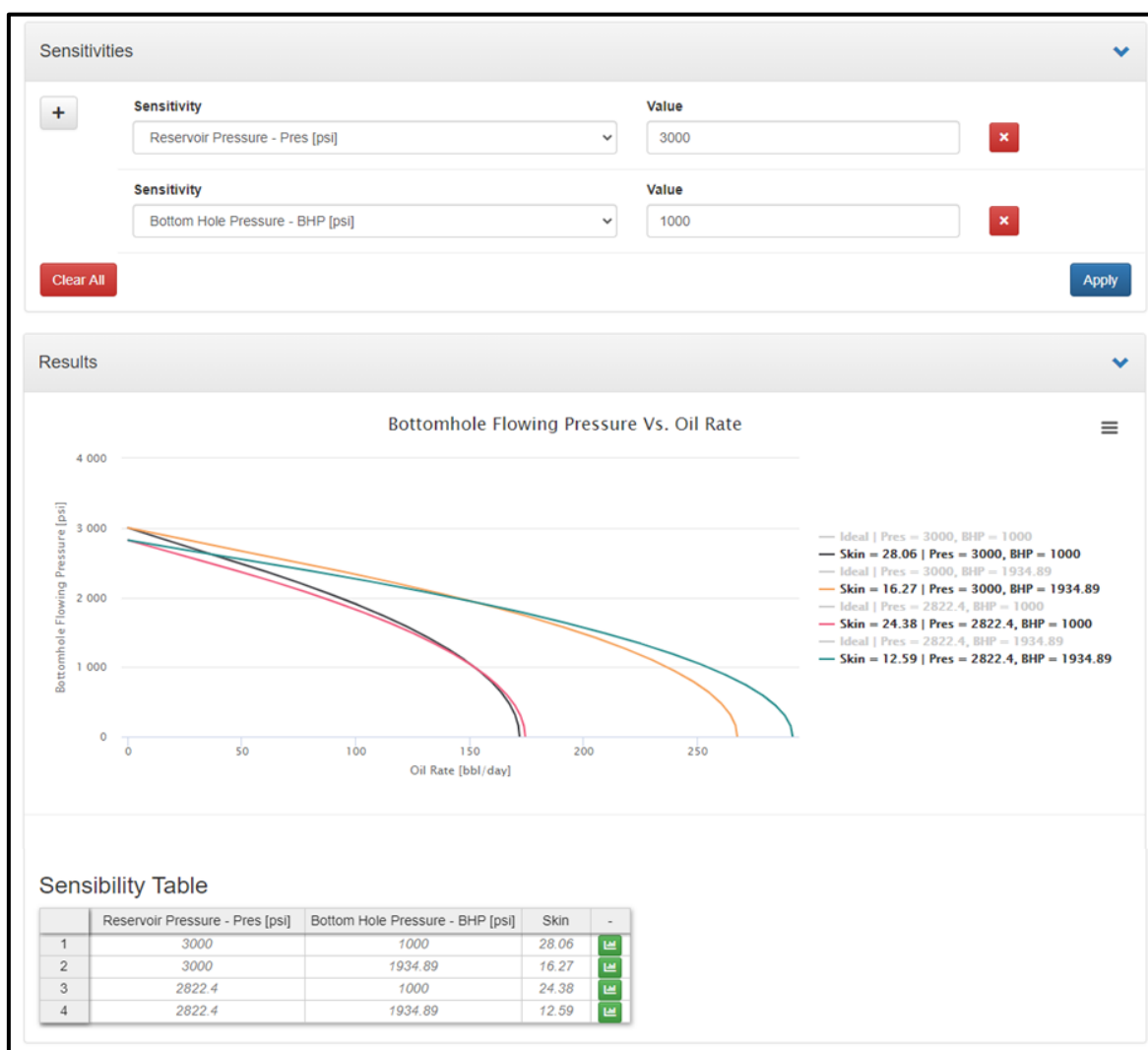


Ilustración 35. Ejemplo de resultados sección de sensibilidades

6 REFERENCIAS

- [1] L. Kalfayan, *Production enhancement with acid stimulation*. Pennwell Books, 2008.
- [2] F. Civan, *Chapter 8, Particulate Processes in Porous Media. Reservoir formation damage*. Gulf Professional Publishing, 2000.