

IFDM

Integrated Formation Damage Model

INTEGRATED FORMATION DAMAGE MODEL

Precipitación de Asfaltenos

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.

Para mayor información contactar al:

Grupo de Investigación de dinámicas de flujo y transporte.

Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas

Medellín, Colombia

Telefono: 4255196

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

Correo electrónico: dft_med@unal.edu.co

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

1 INTRODUCCIÓN

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

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

2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

2.1 Acceso al sistema

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

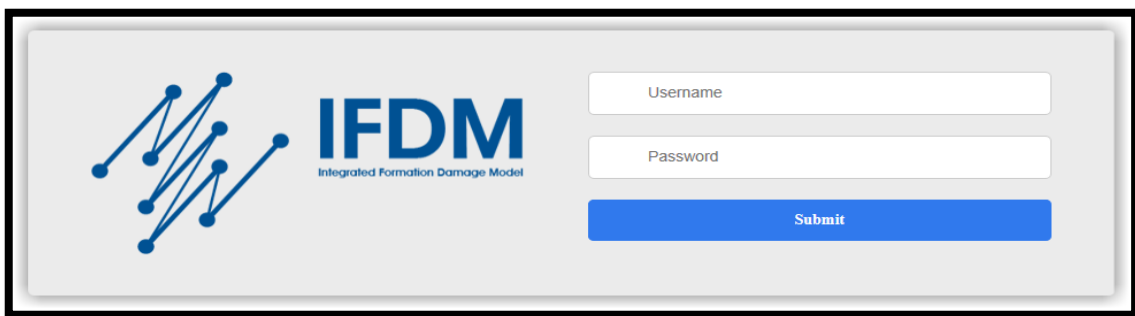


Ilustración 1. Interfaz de Ingreso de Usuario

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

3 VERIFICAR INFORMACIÓN EXISTENTE

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

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

De lo contrario puede dirigirse al Manual de Usuario Aplicativo IFDM sección 3 *Database* y 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.

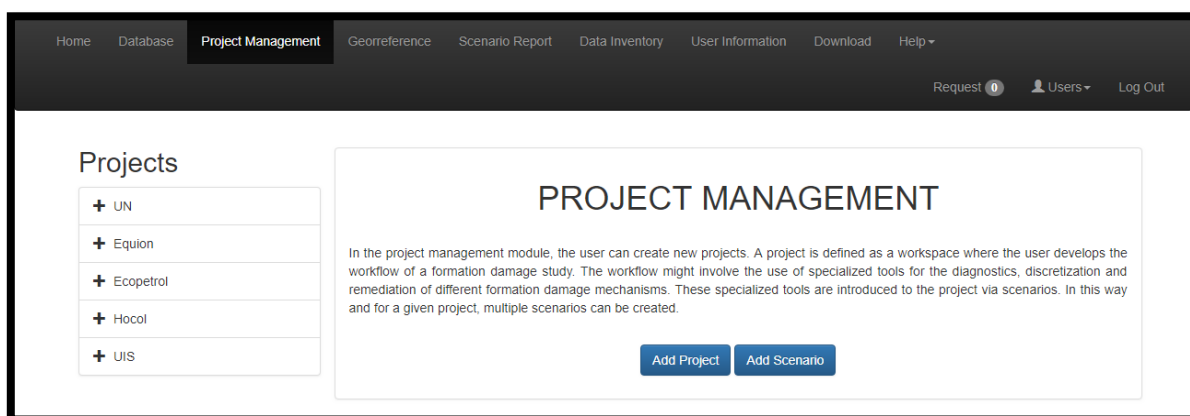


Ilustración 2. Interfaz principal de Project Management

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 displays the 'Scenario' creation form. It features several input fields and dropdown menus arranged in two columns. The left column includes fields for 'Type*', 'Project Name*', 'Study Date (DD/MM/YY)*' (pre-filled with '04/11/2019'), 'Basin*', and 'Well*'. The right column includes a 'Duplicate from...' section with a 'Scenario' button and a close icon, followed by 'Scenario Name*', 'Description*', 'Field*', and 'Producing Interval*'. At the bottom right, there are 'Save' and 'Cancel' buttons.

Ilustración 3. Interfaz Adición de Escenario

Posteriormente se debe llenar cada recuadro de la siguiente manera:

- *Scenary name*: Aquí se ingresa el nombre que tendrá el escenario.
- *Project name*: Al hacer clic en el recuadro de *Project name* se abre un menú desplegable, el cual muestra todos los proyectos visibles del usuario en donde se selecciona el de interés, además 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.

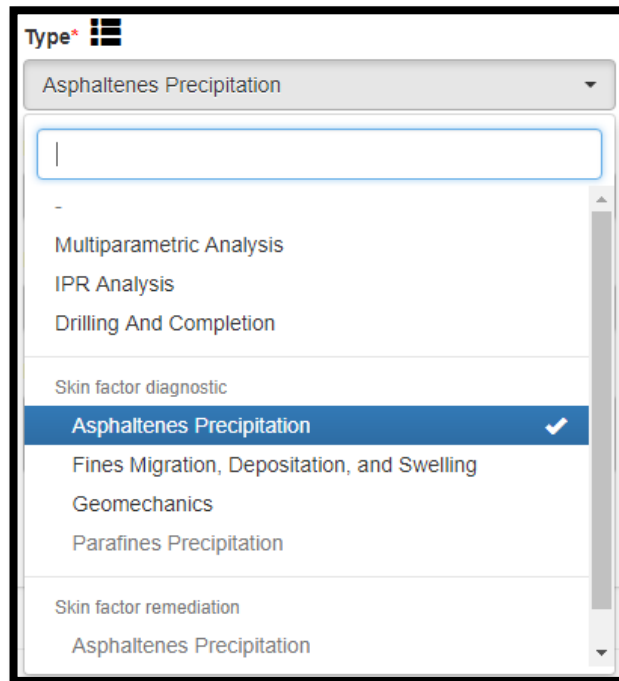


Ilustración 4. Menú desplegable de la sección Type

Despues de seleccionar el Modulo de precipitación de asfaltenos, el usuario debe seleccionar el tipo específico de análisis que desea realizar, en esta sección se encuentran tres opciones: Análisis de estabilidad de asfaltenos, Análisis de precipitación de asfaltenos y diagnóstico de asfaltenos, así como se aprecia en la Ilustración 5.

Asphaltene type

Asphaltene Type*

1. Asphaltene Stability Analysis

1. Asphaltene Stability Analysis ✓

2. Precipitated Asphaltene Analysis

3. Asphaltene Diagnosis

Ilustración 5. Selección de tipo de Análisis de Asfaltenos

- **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.
- **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 Precipitación de Asfaltenos

El Modelo de precipitación de Asfaltenos está compuesto de 3 Módulos: Análisis de estabilidad, de precipitación y de diagnóstico de asfaltenos, a continuación, se describe el ingreso de datos y los resultados de cada Módulo.

5.1 Análisis de Estabilidad de asfaltenos.

La Primera Sección corresponde al Análisis de Estabilidad, que se encarga de hacer un análisis cualitativo y de riesgo del escenario que estamos trabajando; este módulo utiliza métodos tradicionales tales como: componentes livianos y asfaltenos precipitados, análisis de estabilidad SARA, análisis del índice de inestabilidad coloidal, análisis de riesgo y análisis de estabilidad Boer para obtener un prediagnóstico del daño debido a la precipitación de asfaltenos.

Scenario: Arauca 2-2 - Basin: Llanos Orientales - Field: Cusiana
- Producing Interval: Mirador - Well: BAB2ST1 - User: Marcia Ramirez

Advisor
The stability analysis module uses traditional methods such as: Lightweight Components and Precipitated Asphaltenes, SARA Stability Analysis, Colloidal Instability Index Analysis, Risk Analysis, and Boer stability analysis to obtain pre-diagnosis of damage due to asphaltene precipitation.

Stability Analysis

Components Data

Components*

N2, CO2, C1, C2, C3, IC4, NC4, IC5, NC5, NC6, FC7, ▾

	Component	Zi [0-1]
1	N2	0.0024000
2	CO2	0.0113000
3	C1	0.4214000
4	C2	0.0965000
5	C3	0.0667000
6	IC4	0.0149000
7	NC4	0.0302000

Ilustración 6. Selección de componentes del fluido

En la Ilustración 6 se puede observar, en la parte superior, las características del escenario que se está analizando y además en la sección *Advisor* el usuario encontrará una breve descripción del Módulo.

Este Módulo está compuesto de tres secciones de ingreso de datos: componentes del fluido, Analisis SARA y datos de Saturación, a continuación se describe cada sección.

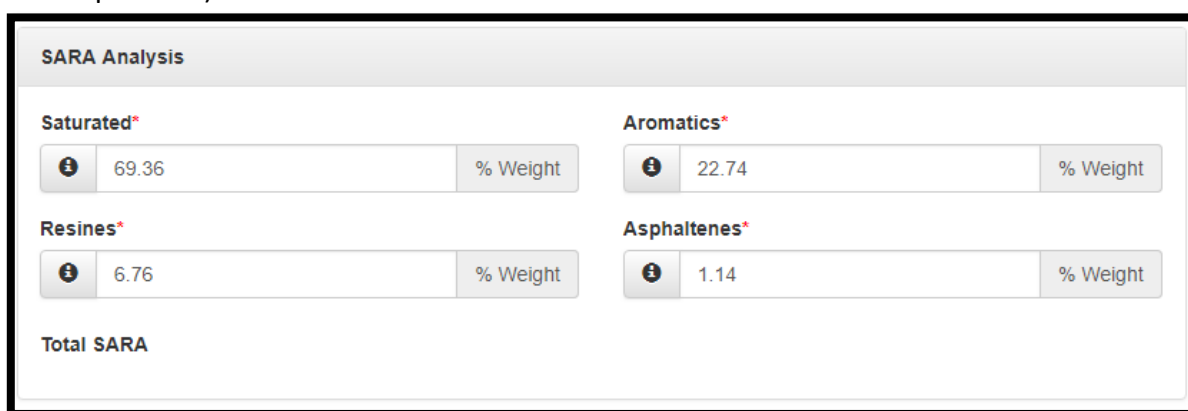
En la primera sección, primero el usuario debe escoger los componentes del fluido que están disponibles en la sección *Components* (sección verde) y que se pueden obtener a partir de pruebas de laboratorio como cromatografía líquida / de gases y destilación (análisis de verdadero punto de ebullición); cada vez que el usuario elija los componentes, estos se van enumerando en la tabla de la parte derecha de la pantalla, como se muestra

en la Ilustración 6, a continuación se debe ingresar los datos de Zi (Fracción molar), que corresponda a cada componente seleccionado.

La segunda sección corresponde al ingreso de datos del análisis SARA, que representa la fracción saturada del fluido, consiste en el material no polar que incluye hidrocarburos saturados, ramificados y cíclicos. Este análisis divide los componentes del petróleo crudo según su polaridad usando una familia de técnicas analíticas relacionadas.

En esta sección se debe ingresar el porcentaje de peso de los cuatro componentes del análisis SARA que se especifican a continuación:

- Saturados: este análisis es la fracción saturada, que consiste en el material no polar que incluye hidrocarburos saturados lineales, ramificados y cíclicos.
- Aromáticos: Estos contienen uno o más anillos aromáticos y son más polarizables.
- Resinas: hidrocarburos ramificados largos, son miscibles con heptano (o pentano).
- Asfaltenos: tienen sustituyentes polares, son insolubles en un exceso de heptano (o pentano).



The screenshot shows a software interface titled "SARA Analysis". It contains four input fields arranged in a 2x2 grid. Each field has an information icon (i) on the left, a text input area in the middle, and a "% Weight" label on the right. The values entered in the fields are 69.36, 22.74, 6.76, and 1.14 respectively. Below these fields is a label "Total SARA".

Component	Value	Unit
Saturated*	69.36	% Weight
Aromatics*	22.74	% Weight
Resines*	6.76	% Weight
Asphaltenes*	1.14	% Weight

Total SARA

Ilustración 7. Peso para los datos del Análisis SARA

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 8. 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 ese dato, como se ve en Ilustración 9.

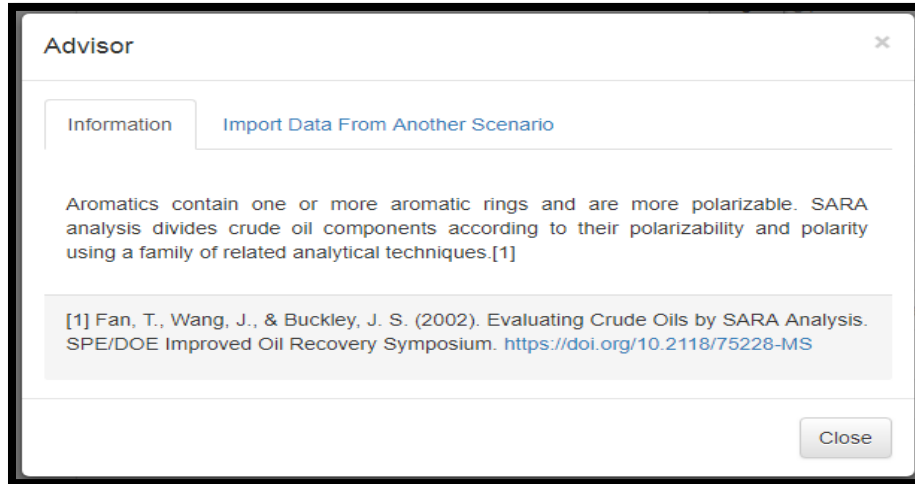


Ilustración 8. Ventana desplegable de información

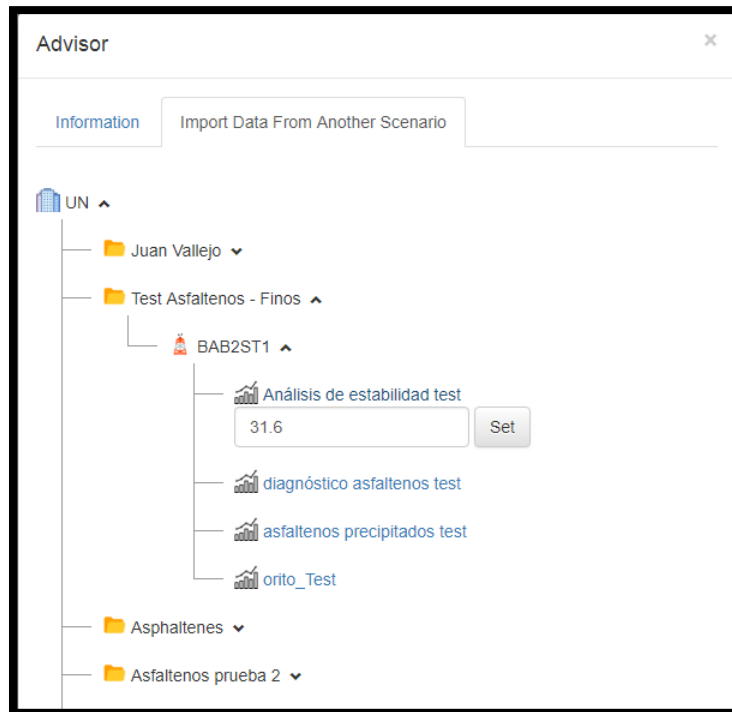


Ilustración 9. Importar dato a partir de otro escenario

Finalmente, en la última sección el usuario debe ingresar datos de saturación:

- Presión inicial del yacimiento. Corresponde a la fuerza ejercida por los fluidos en una formación al comienzo de la historia de producción, en unidades [psi], [1]
- Presión de burbuja. La presión de saturación p_b de un sistema de hidrocarburos se define como la presión más alta a la que se libera por primera vez una burbuja de gas del petróleo. Se puede medir experimentalmente para un sistema de petróleo crudo mediante la realización de una prueba de expansión de composición constante, se debe ingresar en unidades [psi]. [2]

- Densidad a temperatura del yacimiento. La densidad del petróleo crudo se define como la masa de una unidad de volumen del crudo a una presión y temperatura específicas (condiciones del yacimiento). [2] Se puede encontrar en datos PVT de una prueba de liberación diferencial. Se debe ingresar en unidades de gramos sobre centímetro cúbico [g/cc].
- Presión actual del yacimiento. Es la fuerza ejercida por los fluidos en una formación, registrada en el agujero con el pozo cerrado. [3] Se debe ingresar en unidades psi.
- Gravedad API. La densidad y la gravedad específica se usan ampliamente en la industria del petróleo, la gravedad API es la escala de gravedad preferida. Esta escala de gravedad está precisamente relacionada con la gravedad específica mediante la siguiente expresión: $^{\circ} \text{API} = (141,5 / \text{SG}) - 131,5$ [2]

The image shows a software interface titled "Saturation Data". It contains five input fields, each with a unit selection dropdown:

- Reservoir Initial Pressure***: Input field with "psi" selected in the dropdown.
- Bubble Pressure***: Input field with "psi" selected in the dropdown.
- Density At Reservoir Temperature***: Input field with "g/cc" selected in the dropdown.
- Current Reservoir Pressure***: Input field with "psi" selected in the dropdown.
- API Gravity***: Input field with "°API" selected in the dropdown.

Ilustración 10. Datos de Saturación

Resultados de Análisis de estabilidad de Asfaltenos

Finalmente, los resultados que se obtienen se dividen en tres secciones: Conclusions, Boer stability Analysis y Colloidal instability Index Analysis.

5.1.1.1 Conclusiones

En *Conclusions*, se muestra el estado en el que se encuentra tres principales parámetros a tener en cuenta y una breve descripción del problema, los parámetros son: componentes ligeros y asfaltenos precipitados, análisis SARA y análisis del índice de estabilidad coloidal, así como se muestra en la Ilustración 11 y además da un porcentaje de probabilidad de precipitación d asfaltenos.

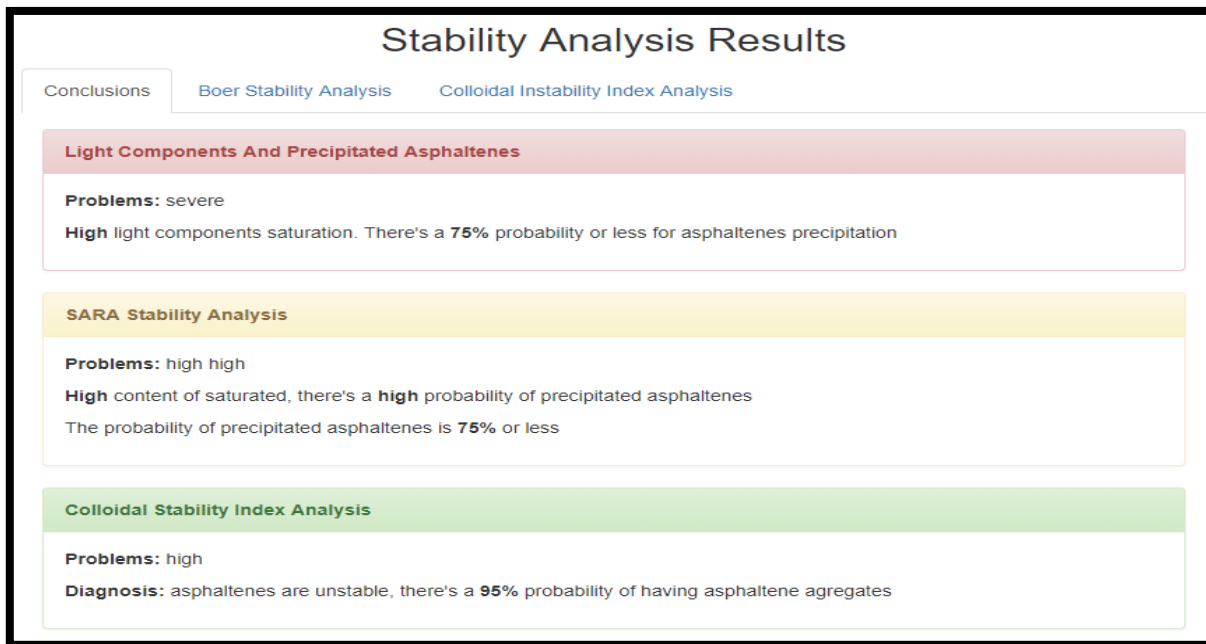


Ilustración 11 Resultados de Análisis de Estabilidad de Asfaltenos

La sección *Conclusions* también incluye una descripción del riesgo de precipitación según la presencia de componentes livianos en el fluido, según la presencia de asfaltenos en el análisis SARA y según el análisis coloidal; estos riesgos están clasificados con números que van del 0 al 7, siendo 0 un nivel de riesgo nulo y siete el nivel de riesgo más alto o severo, la explicación y clasificación más detallada de los números de riesgo se puede observar en la parte derecha de la pantalla, como se ve en la Ilustración 12.

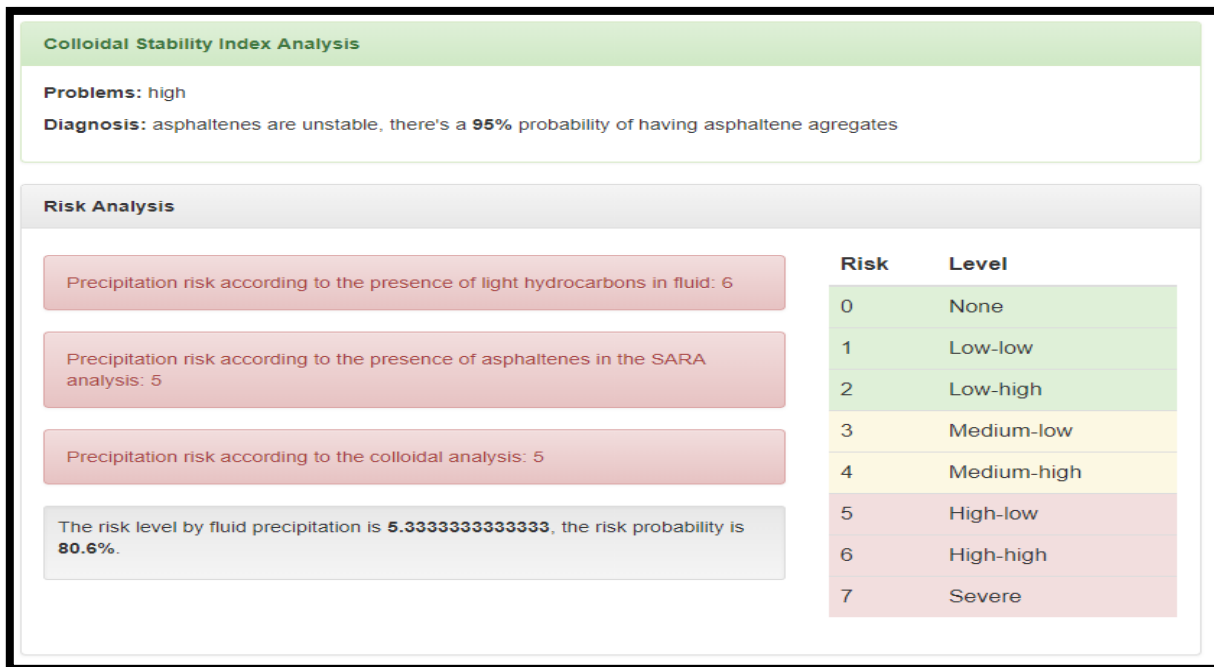


Ilustración 12 Sección Conclusions

5.1.1.2 Boer Stability Analysis

En la sección Boer Stability Analysis se observa un gráfico fijo, que representa el Análisis de Estabilidad Boer, como se observa en la Ilustración 13, la importancia de este gráfico radica en que según la posición en la que se encuentre el escenario que estamos evaluando, se puede identificar la probabilidad de que ocurra precipitación de asfaltenos, siendo la parte superior izquierda del gráfico la parte más crítica y con alta probabilidad de precipitación (sección roja), el centro una probabilidad media (sección naranja), y la zona inferior derecha (sección azul) con baja probabilidad, entonces, el aplicativo muestra un punto de color verde que representa el escenario que el usuario está evaluando y según la posición en la que se encuentre en el gráfico, se puede dar una aproximación de la probabilidad de precipitación de asfaltenos

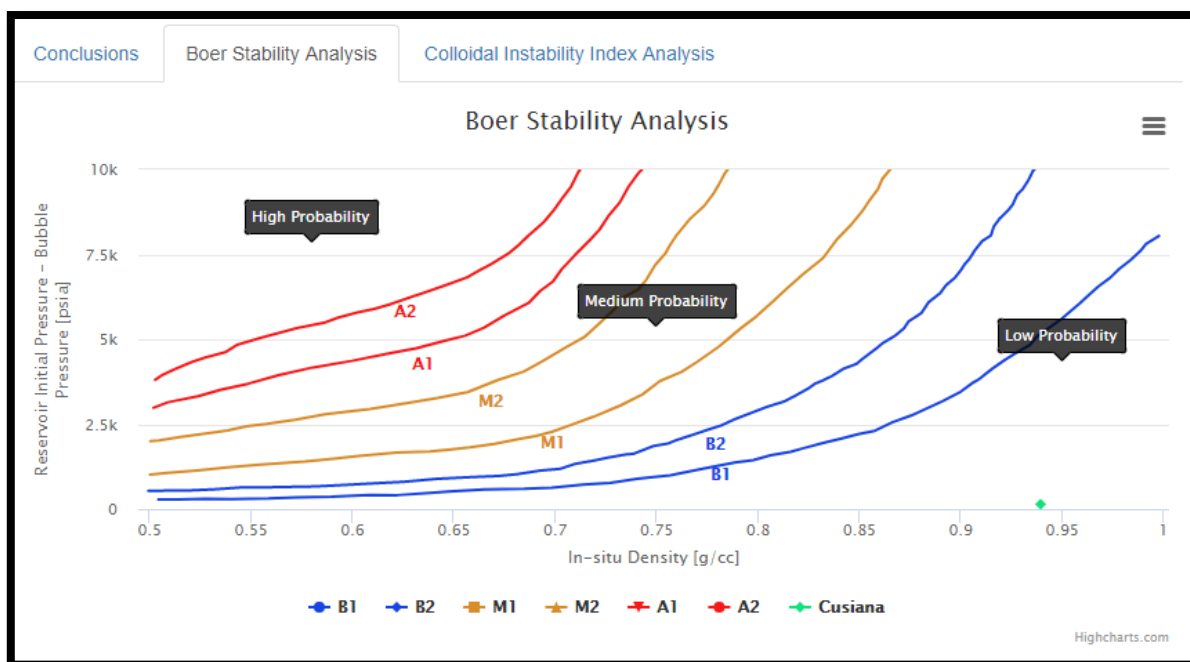


Ilustración 13 Gráfico Análisis de Estabilidad Boer

5.1.1.3 Análisis de Estabilidad Coloidal

En la Ilustración 14 se puede observar una imagen fija de análisis del índice de inestabilidad coloidal, en donde el punto verde indica la posición de estabilidad en la que se encuentra el escenario que se está evaluado según este índice.

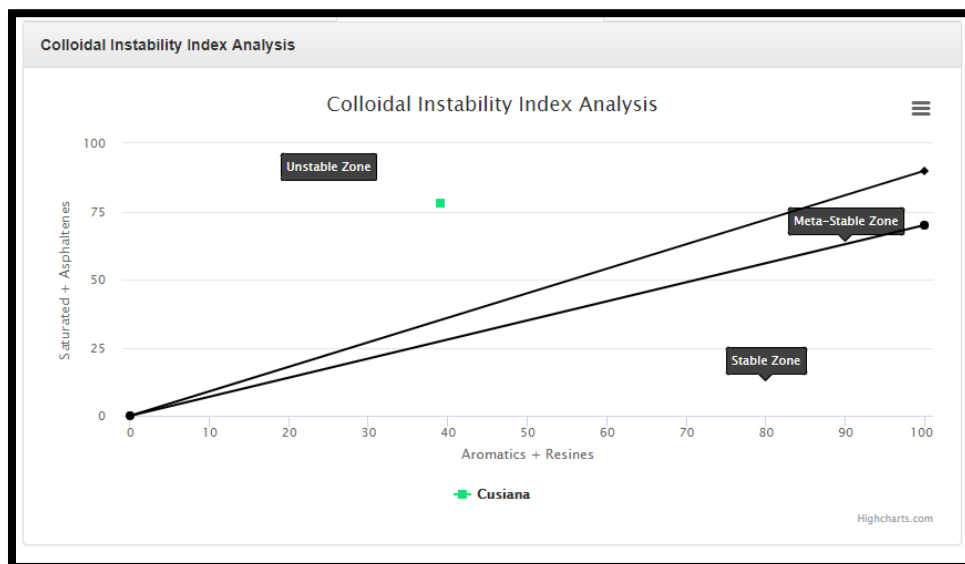


Ilustración 14 Resultados según Análisis del índice de estabilidad Coloidal

5.1.1.4 Índice de estabilidad Stankiewicz.

La Ilustración 15 corresponde a un gráfico fijo del análisis del índice de estabilidad Stankiewicz, en donde el punto verde indica la posición de estabilidad en la que se encuentra el escenario que se está evaluado según este índice.

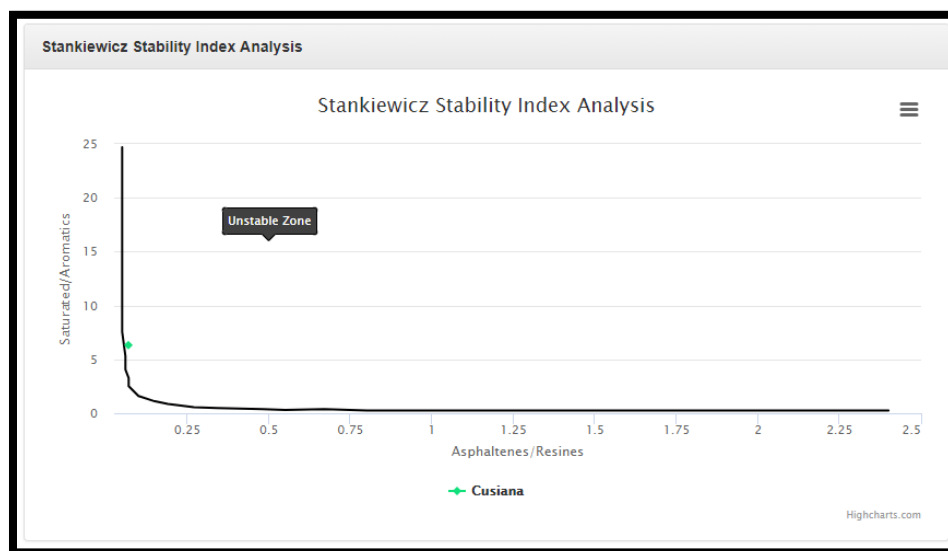


Ilustración 15 Resultados según análisis de Índice de estabilidad Stankiewicz

5.2 Análisis de Asfaltenos Precipitados

Si el tipo de análisis seleccionado es el Análisis de Asfaltenos Precipitados, se observará la Ilustración 16 donde en la parte superior se encuentra una breve descripción de este tipo de análisis.

Los datos de entrada se encuentran divididos en tres secciones: Análisis composicional, datos de saturación y datos de asfaltenos, a continuación se describe cada sección:

Análisis composicional

La primera sección corresponde a datos de la ecuación de estado que define las propiedades PVT del fluido, muchas propiedades características de componentes individuales (en otras palabras, sustancias puras) se han medido y compilado a lo largo de los años; en esta parte se encuentra una sección de *components* (sección verde) donde el usuario debe seleccionar los componentes del fluido, después de esta selección el usuario puede ingresar los datos de la tablas con información de los componentes anteriormente seleccionados, los datos solicitados son la información de las siguientes propiedades:

Scenario: Orito - Basin: Llanos Orientales - Field: Cusiana - Producing Interval: Mirador - Well: BAB2ST1 - User: Marcia Ramirez

Advisor
The asphaltene precipitation damage diagnostic module approximates the asphaltenes precipitates amount in the formation and come near to the value of the damage near the wellbore.

Component Analysis Saturation Data Asphaltenes Data

General Data
Components*
N2, CO2, C1, C2, C3, IC4, NC4, IC5, NC5, NC6, Plus ▾
Components Data* ⓘ 📄

	Components	Zi [0-1]	MW[lb]	Pc[psi]	Tc[F]	W	Shift	SG	Tt ^
1	N2	0.0252000	28.0140000	492.2580000	-233.0200000	0.0403000	-0.1927000	0.8090000	139.2
2	CO2	0.0031000	44.0100000	1070.6690000	87.5420000	0.2276000	-0.0817000	0.8180000	350.4
3	C1	0.2276000	16.0430000	667.0290000	-116.9920000	0.0115000	-0.1595000	0.3000000	200.9
4	C2	0.0324000	30.0700000	706.6240000	89.5760000	0.0995000	-0.1134000	0.3560000	332.1
5	C3	0.0540000	44.0960000	616.1200000	205.6940000	0.1523000	-0.0863000	0.5070000	415.9
6	IC4	0.0102000	58.1230000	529.0980000	274.6520000	0.1770000	-0.0844000	0.5630000	470.5
7	NC4	0.0395000	58.1230000	550.5630000	305.2160000	0.2002000	-0.0675000	0.5840000	490.7 ▾

Ilustración 16 Datos EOS

- fracción molar, z_i
- Peso molecular, MW
- Presión crítica, PC
- Temperatura crítica, T_c
- Factor acéntrico, Omega
- Parámetro Shift, Shift
- Gravedad específica, SG
- Temperatura del punto de ebullición, T_b
- Volumen crítico, V
- Pch
- Zra

A continuación, el usuario debe ingresar los datos de la Fracción Plus, esta fracción es constituida por los componentes que son demasiado pesados para ser separados en fracciones de números de carbono individuales [4]. Los más comunes son C7 +, C12 +, C18 +, C30 +. Si se realizó un análisis de TBP (Punto de ebullición verdadero), el peso molecular promedio y la densidad de la fracción positiva estarán presentes como cantidades medidas [3].

The screenshot shows the 'Plus Characterization' window. It contains the following fields and values:

Field	Value	Unit
Plus Fraction Molecular Weight (MW)*	284	lb/lbmol
Plus Fraction Specific Gravity*	0.9049	-
Plus Fraction Boiling Temperature*	1000	R
Sample Molecular Weight*	168.369	lb/lbmol
Correlation*	Twu	

A blue button labeled 'Plus characterization' is located at the bottom right of the form.

Ilustración 17. Caracterización Plus

Finalmente se debe diligenciar los coeficientes de interacción binaria: El parámetro k_{ij} es un factor de corrección determinado empíricamente (denominado coeficiente de interacción binaria) que está diseñado para caracterizar cualquier sistema binario formado por el componente i y el componente j en la mezcla de hidrocarburos entre los componentes. Si el usuario no tiene estos datos el aplicativo también permite calcularlos, dando click en el botón azul *calculate*, como se observa en la Ilustración 18.




Binary Interaction Coefficients Data   							
	Components	N2	CO2	C1	C2	C3	IC4
1	N2	0	0	0.0311000	0.0515000	0.8520000	0.1000000
2	CO2	0	0	0.1070000	0.1322000	0.1241000	0.1400000
3	C1	0.0311000	0.1070000	0	0.0026000	0.0140000	0.0256000
4	C2	0.0515000	0.1322000	0.0026000	0	0.0011000	-0.0067000
5	C3	0.8520000	0.1241000	0.0140000	0.0011000	0	-0.0078000
6	IC4	0.1000000	0.1400000	0.0256000	-0.0067000	-0.0078000	0
7	NC4	0.0711000	0.1333000	0.0133000	0.0096000	0.0033000	-0.0040000

Ilustración 18. Ingreso de coeficientes de interacción binaria

Datos de Saturación

La siguiente parte de esta sección corresponde a Datos de saturación, en primer lugar se debe llenar una tabla con los datos del punto de burbujeo, que es el punto en el que el gas comienza a formarse, esto si un determinado volumen de líquido se mantiene a una temperatura constante pero la presión cambia.

A continuación, también se debe ingresar los datos de saturación:

- Temperatura crítica en grados Fahrenheit, El punto crítico para una mezcla multicomponente se conoce como el estado de presión y temperatura a la cual todas las propiedades intensivas de las fases de gas y líquido son iguales (punto C). En el punto crítico, la temperatura correspondiente se denominan temperatura crítica T_c de la mezcla. [2]
- Presión crítica en unidades psi. El punto crítico para una mezcla multicomponente se conoce como el estado de presión y temperatura a la cual todas las propiedades intensivas de las fases de gas y líquido son iguales (punto C). En el punto crítico, la presión correspondiente se denominan presión crítica p_c de la mezcla [2]
- Densidad a presión del yacimiento en unidad de gramos sobre centímetro cúbico g/cc. Correspondiente a la masa o el peso del aceite por unidad de volumen medido a la temperatura y presión del depósito.
- Densidad a la presión de burbuja en unidades de gramos sobre centímetro cúbico g/cc. Corresponde a la masa o el peso de aceite por unidad de volumen medido a la temperatura y presión del punto de burbujeo.
- Densidad a presión atmosférica en unidades de gramo sobre centímetro cúbico g/cc. Corresponde a la masa o el peso del aceite por unidad de volumen medido a la temperatura del yacimiento y la presión atmosférica (14,7 psi).
- Temperatura del yacimiento en grados Fahrenheit. Corresponde a la temperatura promedio dentro del depósito, medida durante el registro, la prueba del tallo de perforación o la prueba de presión de fondo de pozo con un registrador de temperatura de fondo de pozo. [4].

- Actual presión del yacimiento en unidades psi. Es la fuerza ejercida por los fluidos en una formación, registrada en el agujero en el nivel de la formación con el pozo cerrado.
- Gravedad API del fluido en unidad de grados API. La densidad y la gravedad específica se usan ampliamente en la industria del petróleo, la gravedad API es la escala de gravedad preferida. Esta escala de gravedad está precisamente relacionada con la gravedad específica mediante la siguiente expresión: $^{\circ} \text{API} = (141,5 / \text{SG}) - 131,5$ [2].

Component Analysis
Saturation Data
Asphaltenes Data

Bubble Point Data ⓘ

	Temperature (Bubble curve) [°F]	Bubble Pressure [psi]
1	5	884.9600000
2	20	954.9600000
3	35	1034.9600000
4	50	1104.9600000
5	65	1174.9600000
6	80	1244.9600000
7	95	1304.9600000

Plot

Saturation Data

Critical Temperature (Envelope phase)* ⓘ 942.55 °F

Critical Pressure (Envelope phase)* ⓘ 844.959 psi

Density at Reservoir Pressure* ⓘ 0.8033 g/cc

Density at Bubble Pressure* ⓘ 0.7953 g/cc

Density at Atmospheric Pressure* ⓘ 0.8416 g/cc

Reservoir Temperature* ⓘ 155 °F

Current Reservoir Pressure* ⓘ 3168 psi

Fluid API Gravity* ⓘ 24.8 °API

Ilustración 19 Datos de Saturación

Datos de Asfaltenos

La última parte de ingreso de datos en la que se divide esta sección corresponde al ingreso de datos de asfaltenos, en primer lugar el usuario debe ingresar datos de temperatura:

- Temperatura inicial en unidad de grados Rankin. Temperatura inicial del yacimiento.
- Número de temperaturas. Cantidad de temperaturas que se graficarán en los resultados en grados Rankin.
- Delta de temperatura. Cambio de temperatura en unidad de grados Rankin

A continuación, debe ingresar los datos de asfaltenos:

- Diámetro máximo de los agregados de asfalto. En nanómetros (nm).
- El peso de la molécula de asfaltenos en unidades de libras sobre libramasa lb/lbm.
- Densidad aparente de los asfaltenos en gramos sobre centímetro cúbico g/cc .

Después el usuario debe ingresar el porcentaje de peso de los cuatro componentes del análisis SARA que se especifican a continuación:

- Saturados: este análisis es la fracción saturada, que consiste en el material no polar que incluye hidrocarburos saturados lineales, ramificados y cíclicos.
- Aromáticos: Estos contienen uno o más anillos aromáticos y son más polarizables.
- Resinas: hidrocarburos ramificados largos, son miscibles con heptano (o pentano).
- Asfaltenos: tienen sustituyentes polares, son insolubles en un exceso de heptano (o pentano).

The screenshot shows a web-based data entry form for asphalt analysis. It has three tabs at the top: 'Component Analysis', 'Saturation Data', and 'Asphaltenes Data', with the last one being active. The form is organized into three main sections, each with a header bar.

- Temperature Data:** Contains three input fields. 'Initial Temperature*' has a value of 400 and a unit dropdown set to 'R'. 'Number Of Temperatures*' has a value of 20 and a unit dropdown set to '-'. 'Temperature Delta*' has a value of 50 and a unit dropdown set to '-'.
- Asphaltenes Data:** Contains three input fields. 'Asphaltene Particle Diameter*' has a value of 3.5 and a unit dropdown set to 'nm'. 'Asphaltene Molecular Weight*' has a value of 1160 and a unit dropdown set to 'lb/lbm'. 'Asphaltene Apparent Density*' has a value of 1.2 and a unit dropdown set to 'g/cc'.
- SARA Analysis:** Contains four input fields. 'Saturate*' has a value of 23.81 and a unit dropdown set to '% Weight'. 'Aromatic*' has a value of 23.45 and a unit dropdown set to '% Weight'. 'Resine*' has a value of 40.82 and a unit dropdown set to '% Weight'. 'Asphaltene*' has a value of 11.91 and a unit dropdown set to '% Weight'. Below these is a 'Total SARA' label.

Ilustración 20 Datos de Asfaltenos

Además el usuario tiene la opción de agregar los datos del análisis elemental de asfaltenos, estos datos se pueden obtener por gravimetría, espectroscopia atómica óptica, análisis CHNS. Los datos a ingresar son:

- Hydrogen Carbon Ratio. Relación sobre la cantidad de hidrógeno en la molécula de asfaltenos sobre la cantidad de carbono en la misma molécula:

$$\text{Relación Carbón Hidrogeno} = \frac{H}{C}$$

Donde H= número de moléculas de hidrogeno, C= Número de moléculas de carbono

- Oxigen Carbon Ratio. Relación sobre la cantidad de oxigeno en la molécula de asfaltenos sobre la cantidad de carbono en la misma molécula:

$$\text{Relación Carbón Oxígeno} = \frac{O}{C}$$

Donde O= número de moléculas de oxigeno, C= Número de moléculas de carbono

- Nitrogen Carbon Ratio. Relación sobre la cantidad de Nitrógeno en la molécula de asfaltenos sobre la cantidad de carbono en la misma molécula:

$$\text{Relación Carbón Nitrogeno} = \frac{N}{C}$$

Donde N= número de moléculas de Nitrogeno, C= Número de moléculas de carbono

- Sulfuro Carbon Ratio Relación sobre la cantidad de Sulfuro en la molécula de asfaltenos sobre la cantidad de carbono en la misma molécula:

$$\text{Relación Carbón Sulfuro} = \frac{S}{C}$$

Donde S= número de moléculas de Sulfuro, C= Número de moléculas de carbono

- (FA) Aromaticity. Este dato describe la relación entre los carbonos aromáticos y los no aromáticos.
- (VC) Molar Volume. Corresponde al volumen de una mol de asfaleno.

$$VC = \frac{Ma * 22.4}{Wa}$$

Donde Ma= masa de asfaltenos , Wa= peso molecular de asfaltenos

☒ Include Elemental Asphaltene Analysis

Elemental Asphaltene Analysis Data

Hydrogen Carbon Ratio* <input type="text" value="-"/>	Oxygen Carbon Ratio* <input type="text" value="-"/>
Nitrogen Carbon Ratio* <input type="text" value="-"/>	Sulphure Carbon Ratio* <input type="text" value="-"/>
FA Aromaticity* <input type="text" value="-"/>	VC Molar Volume* <input type="text" value="-"/>

Ilustración 21 Sección opcional para ingreso de análisis elemental de asfaltenos

Resultados Análisis de Asfaltenos Precipitados

Los resultados de esta sección se muestran en la Ilustración 22, como se puede observar, el aplicativo obtiene gráficos que muestran:

- La Fracción de asfaltenos solubles según la presión
- Presión onset de los asfaltenos, condiciones de temperatura y presión a la cual se precipita la primera partícula de asfalto.
- Fracción de asfaltenos solubles según la temperatura, a presión de burbuja del yacimiento.



Ilustración 22 Resultados sección datos de asfaltenos

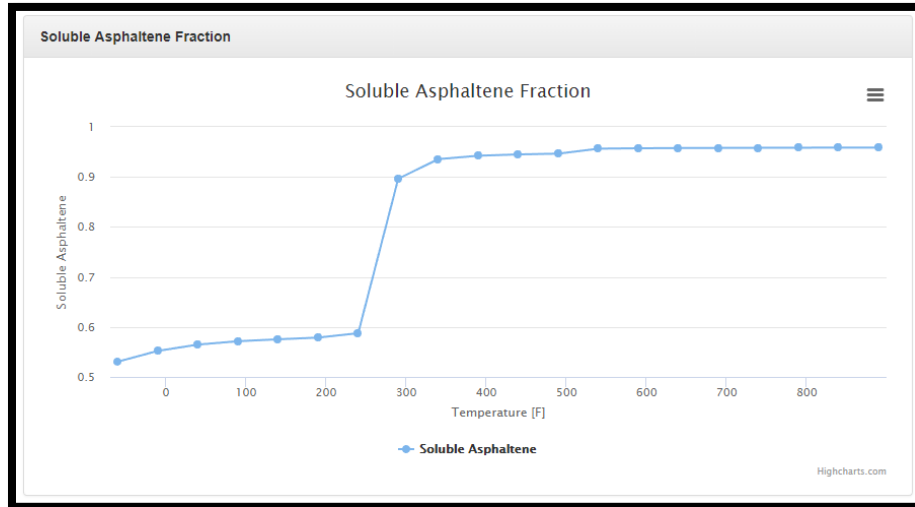


Ilustración 23 Resultados sección Asfaltenos

5.3 Análisis de diagnóstico de Asfaltenos

Si el tipo de análisis seleccionado es el Análisis de diagnóstico de asfaltenos, se observará la Ilustración 24, donde en la parte superior se encuentra una breve descripción de este tipo de análisis.

Los datos de entrada se encuentran divididos en cuatro secciones: Datos generales, Datos PVT, datos Históricos y datos de Asfaltenos, a continuación se describe cada sección:

Datos Generales

La primera parte corresponde al ingreso de datos generales donde el usuario debe ingresar:

- Radio de drenaje en pies ft. Corresponde al área de un yacimiento en el que un solo pozo sirve como un punto para el drenaje de los fluidos del yacimiento [4]. Se puede estimar mediante pruebas de reducción.
- Espesor neto de producción en pies ft. El Net Pay es la parte del espesor del yacimiento que contribuye a la recuperación del petróleo. Todas las mediciones disponibles realizadas en muestras de yacimientos y en pozos, tales como análisis de núcleos y registros de pozos, se utilizan ampliamente para evaluar el espesor de la red del yacimiento [2].
- Radio del pozo en pies ft. Se supone que la sección del pozo es un círculo y tiene un radio específico llamado radio del pozo. Puede estimarse por el diámetro interno de la carcasa de producción o el tamaño del bit.
- Compresibilidad de la roca en unidades de psi^{-1} . La compresibilidad de la roca se define como el cambio fraccional en el volumen del material de roca sólida (granos) con un cambio de unidad de presión [2].

Correlación de Hall:

$$C = 1.87 * 10^{-6} * \pi^{-0.415}$$

- Presión inicial en psi. Corresponde a La fuerza ejercida por los fluidos en una formación al comienzo de la historia de producción.
- Porosidad inicial en unidades decimales o fracción. La porosidad de una roca es una medida de la capacidad de almacenamiento (volumen de poro) que puede contener fluidos. Es la relación entre el volumen de poro y el volumen total (volumen total) [2]. El análisis de núcleos y los registros de pozos se usan ampliamente para evaluar la porosidad inicial.
- Permeabilidad inicial en milidarcys mD. La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad de la formación para transmitir fluidos [2]. El análisis de núcleos y los registros de pozos se usan ampliamente para evaluar la permeabilidad inicial
- Diámetro promedio del poro en micrómetros μm . Representa el ancho promedio de los espacios de las rocas que permiten que el fluido se mueva. Propiedad de la roca medida durante la exploración o perforación del yacimiento, a través del análisis de núcleos.
- Diámetro de la partícula de asfaltenos en micrómetros μm . Las moléculas de asfalteno pueden autoasociarse debido a varias interacciones. Las partículas se describen más comúnmente como "nanoagregados" con sus dimensiones de 2-10 nm. Los nanoagregados de asfaltenos pueden agruparse aún más en aceites crudos y tolueno. En concentraciones más altas que el CNAC (concentración nanoagregada crítica), se produce un proceso de agregación secundario conocido como agrupación de nanoagregados. Estos grupos pueden tener una escala de longitud de varios nanómetros. Se puede calcular a través de microscopía óptica y SEM de alta presión (microscopio electrónico de barrido). Puede ser estimado con simulación por el grupo "Yacimientos de hidrocarburos" de la "Universidad Nacional sede Medellín".
- Densidad aparente de asfaltenos en g/cc Valor predeterminado: 1,2 g / cc. Se puede calcular a través de microscopía óptica y SEM de alta presión (microscopio electrónico de barrido). También se puede estimar con simulación por el grupo "Yacimientos de hidrocarburos" de la Universidad Nacional sede Medellín.

Scenario: Caso I - Basin: Valle Med. Magdalena - Field: Cira-Infantas
- Producing Interval: C3-Ch - Well: INFA2496 - User: Tania Pereira

Advisor

The asphaltene precipitation damage diagnostic module approximates the asphaltenes precipitates amount in the formation and come near to the value of the damage near the wellbore.

General Data
PVT Data
Historical Data
Asphaltenes Data

General Data

<p>Drainage Radius*</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; display: flex; align-items: center;"> <input type="text" value="500"/> ft </div>	<p>Net Pay*</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; display: flex; align-items: center;"> <input type="text" value="111"/> ft </div>
<p>Wellbore Radius*</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; display: flex; align-items: center;"> <input type="text" value="0.5"/> ft </div>	<p>Compressibility*</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; display: flex; align-items: center;"> <input type="text" value="0.0001"/> 1/psi </div>
<p>Initial Pressure*</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; display: flex; align-items: center;"> <input type="text" value="2377"/> psi </div>	<p>Initial Porosity*</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; display: flex; align-items: center;"> <input type="text" value="0.254"/> decimal </div>
<p>Initial Permeability*</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; display: flex; align-items: center;"> <input type="text" value="642"/> mD </div>	<p>Average Pore Diameter*</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; display: flex; align-items: center;"> <input type="text" value="2.54"/> um </div>
<p>Asphaltene Particle Diameter*</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; display: flex; align-items: center;"> <input type="text" value="0.035"/> um </div>	<p>Asphaltene Apparent Density*</p> <div style="border: 1px solid #ccc; padding: 2px; display: flex; align-items: center;"> <input type="text" value="1"/> um </div>

Ilustración 24 Sección Análisis de diagnóstico de asfaltenos

Datos PVT

La siguiente parte de esta sección corresponde a los datos PVT donde el usuario podrá encontrar una tabla para agregar los datos de:

- Densidad en gramos sobre centímetro cúbico g/cc. Corresponde a la masa o el peso de una sustancia por unidad de volumen.
- Viscosidad en centipoises 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.
- Factor volumétrico del aceite. Es la relación del volumen de aceite, medido en condiciones determinadas, con el volumen de aceite medido en condiciones estándar.

Los datos anteriores se deben obtener a presiones específicas y temperatura del yacimiento, obtenidas a partir de pruebas de liberación diferencial [4].

Además el aplicativo tiene la opción de graficar los datos ingresados, dando clic en el botón *Plot*.

General Data
PVT Data
Historical Data
Asphaltenes Data

PVT Data ⓘ

	Pressure [psi]	Density [g/cc]	Oil Viscosity [cp]	Oil Formation Volumetric Facto
1				

Plot

Ilustración 25 Tabla datos PVT

Datos Históricos

En esta sección el usuario debe ingresar los resultados históricos del análisis SARA de la fracción de Asfaltenos. Además el aplicativo tiene la opción de graficar los datos ingresados, dando clic en el botón *Plot*.

Finalmente se tiene la opción de agregar un pronóstico de Producción, para esto se solicita definir qué tipos de datos se desea observar en el pronóstico (Exponencial o hiperbólico) y la fecha final del pronóstico.

General Data
PVT Data
Historical Data
Asphaltenes Data

Historical Data ⓘ

	Date [YYYY-MM-DD]	BOPD [bbl/d]	Asphaltenes [%wt]
1	2014-11-15	249.6300000	9.8700000
2	2014-12-15	260.9290000	9.8700000
3	2015-01-15	136.4870000	9.8700000
4	2015-02-15	132.8140000	9.8700000
5	2015-03-15	180.7710000	9.8700000
6	2015-04-15	169.8010000	9.8700000
7	2015-05-15	120.2850000	9.8700000
8	2015-06-15	133.2520000	9.8700000

☒ Perform Production Projection

Plot

Production Projection

Please, choose a projection data to be included in the historical data

Exponential

Final Date*

ⓘ 09/11/2018

Calculate Production Projection

Ilustración 26 Tabla de Datos Históricos

Datos de Asfaltenos

Finalmente, en la última parte en la que se divide la sección de Análisis de diagnóstico de Asfaltenos, se pide ingresar al usuario una tabla con datos de presión en psi y la fracción soluble de asfaltenos correspondientes a cada presión.

Nota. La Fracción soluble de asfaltenos a diferentes presiones se calcula con el segundo módulo de asfaltenos.

En esta sección también se tiene la opción de graficar los datos ingresados, dando clic en el botón *Plot*.

The screenshot displays the 'Asphaltenes Data' section of a software interface. At the top, there are four tabs: 'General Data', 'PVT Data', 'Historical Data', and 'Asphaltenes Data'. The 'Asphaltenes Data' tab is selected. Below the tabs, there is a header 'Asphaltenes Data' with an information icon. A table with 8 rows and 2 columns is shown. The first column is 'Pressure [psi]' and the second column is 'Asphaltene Soluble Fraction [Fraction]'. The data is as follows:

	Pressure [psi]	Asphaltene Soluble Fraction [Fraction]
1	26	1
2	126	0.9600000
3	226	0.9300000
4	326	0.9000000
5	426	0.8700000
6	926	0.8500000
7	1326	0.8600000
8	1726	0.8700000

Below the table, there is a 'Plot' button. At the bottom right, there are 'Save' and 'Cancel' buttons.

Ilustración 27 Sección datos de Asfaltenos

Después de la creación de cualquier tipo de análisis el usuario debe dar clic en el botón *Save* para observar los resultados que el aplicativo obtiene, en el caso que no se ingresen datos necesarios o se encuentre alguna inconsistencia en el dato ingresado se lanzará un mensaje de error, de lo contrario se procede a observar Resultados.

Resultados Análisis de diagnóstico de Asfaltenos

Finalmente, en los resultados se muestran varias gráficas que representan:

- Variación de la presión según el radio debido a la depositación de asfaltenos.
- Variación de la porosidad según el radio debido a la depositación de asfaltenos.
- Variación de la permeabilidad según el radio debido a la depositación de asfaltenos.
- Variación de los asfaltenos depositados según el radio.
- Variación de los asfaltenos solubles según el radio.
- Variación del radio de daño según la fecha de producción.

- Variación del daño según la fecha de producción.

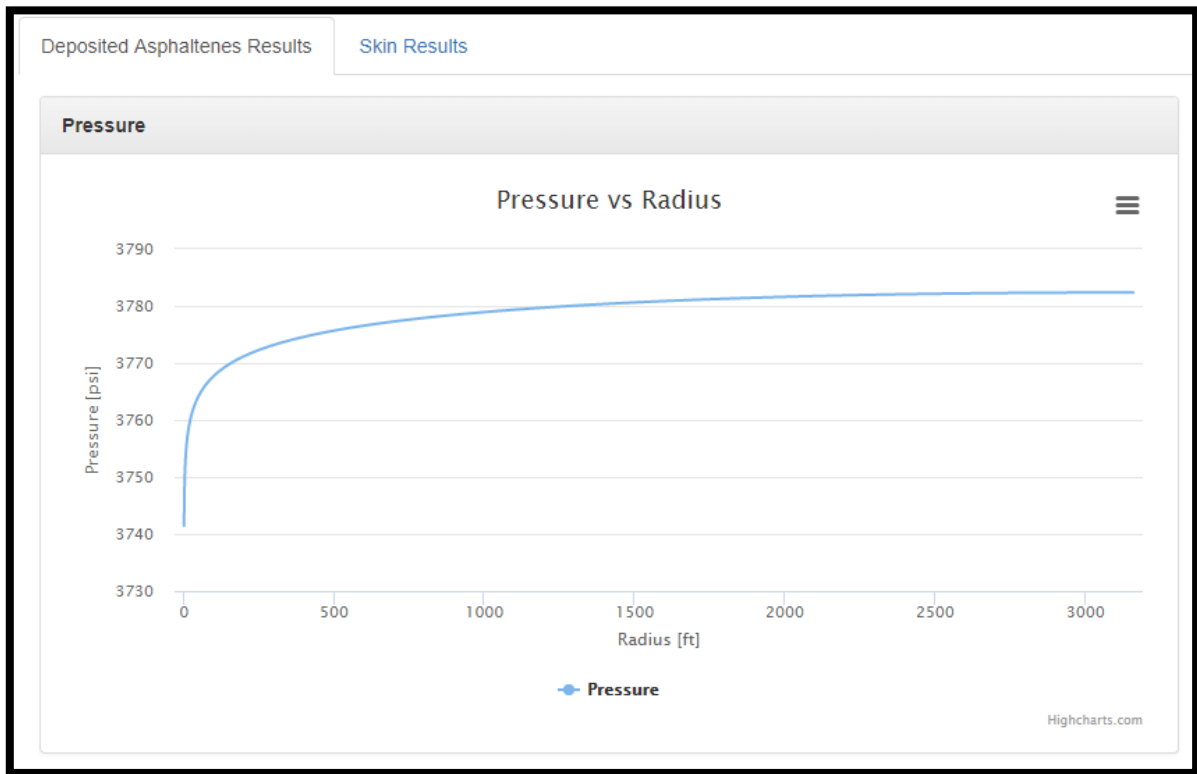


Ilustración 28 Variación de presión

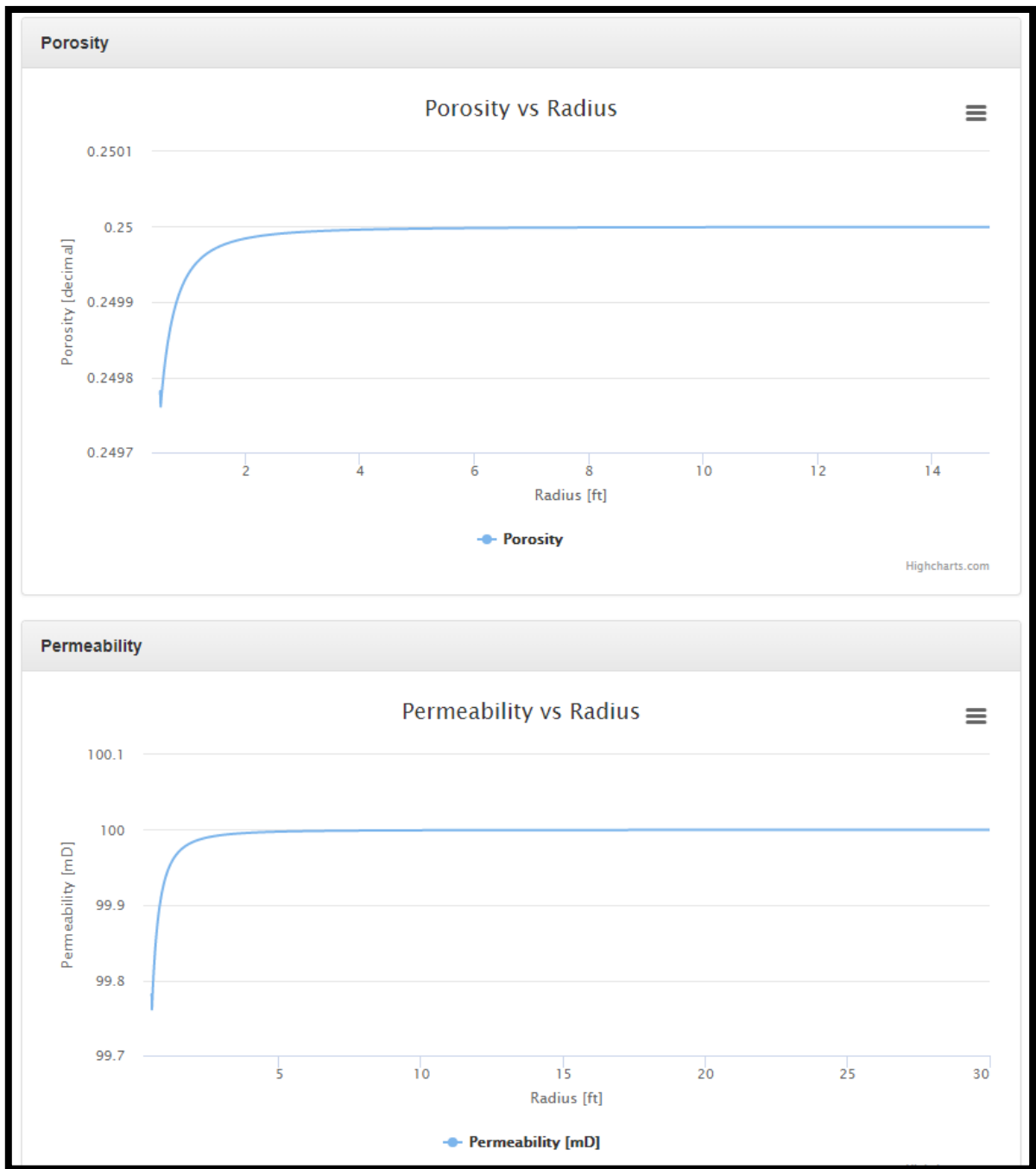


Ilustración 29 Variación de porosidad y variación de permeabilidad



Ilustración 30 Variación de la cantidad de asfaltenos depositados y de asfaltenos solubles

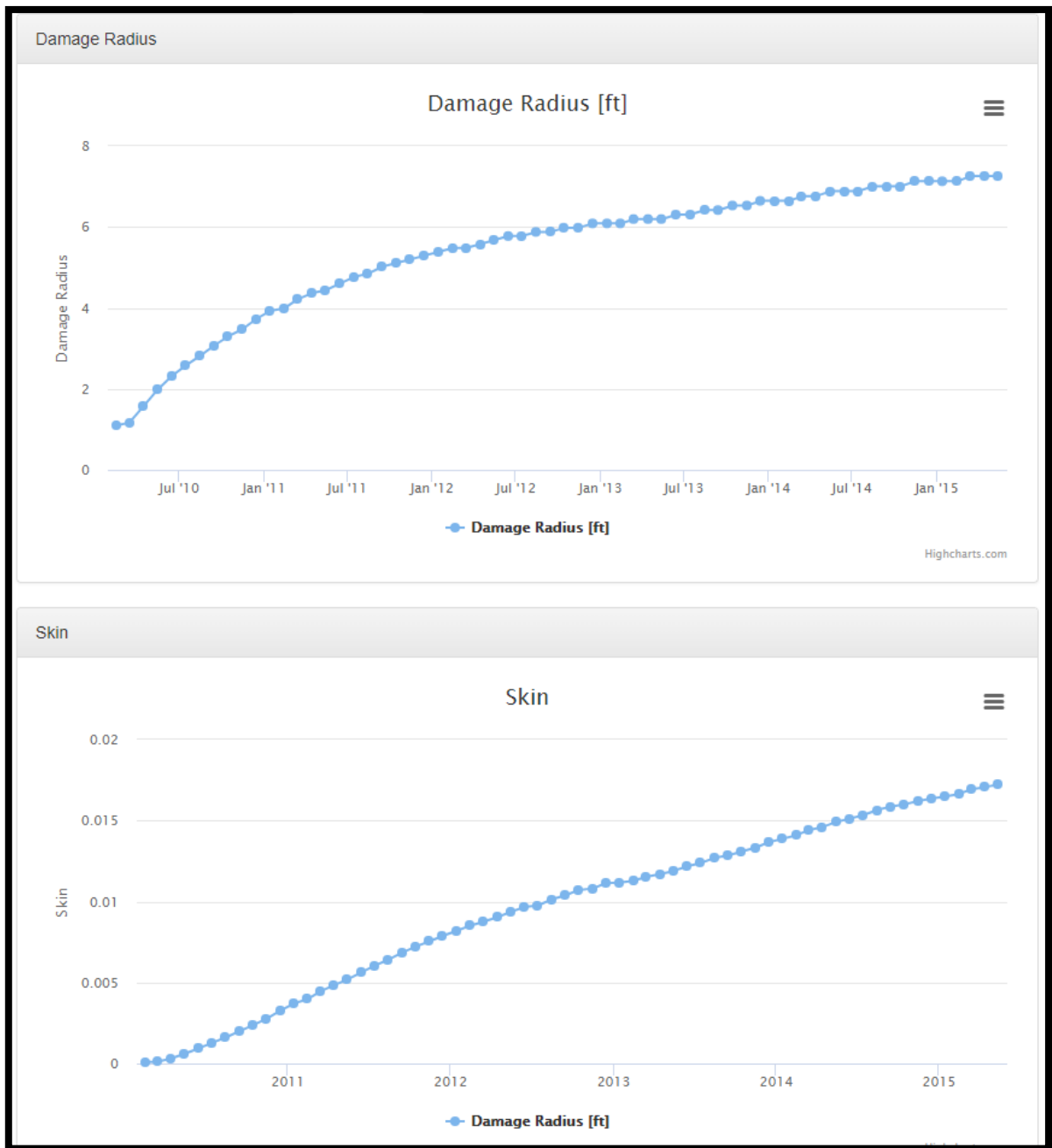


Ilustración 31 variación del radio de daño y del skin según fecha de producción.

5 Bibliografía

- [1] T. Fan y J. Wang, «Evaluating Crude Oils by SARA Analysis,» SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 2002.
- [2] T. Ahmed, «Reservoir Engineering Handbook,» Gulf Profesional Publishing , 2010.
- [3] C. H. Whitson, «Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids,» Departaments of Petroleum and Chemical Engineering Tesis, Noruega, 1983.
- [4] C. Rodrigues, «A Dictionary for the Petroleum Industry,» 2011.