

IFDM

Integrated Formation Damage Model

INTEGRATED FORMATION DAMAGE MODEL

ANÁLISIS MULTIPARAMÉTRICO

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

El objetivo del módulo Multiparamétrico es determinar el nivel relativo de influencia de seis factores causantes de daño de formación de forma estadística mediante diferentes parámetros del pozo y del campo asociados a cada uno de estos factores. Este módulo permite caracterizar la incidencia de los siguientes factores sobre el daño total de formación en las cercanías del pozo productor:

- Escamas minerales
- Bloqueo por finos
- Escamas orgánicas
- Permeabilidad relativa
- Daño inducido
- Daño geomecánico

El modelo multiparamétrico es de tipo estadístico y ha sido desarrollado con base en el conocimiento de ingenieros expertos en el comportamiento de yacimientos colombianos y en los diferentes parámetros que tienen mayor influencia en los diferentes factores de daño. Cabe resaltar que el adecuado manejo de la información es prioritario, no solo para el pozo objetivo de un caso de estudio específico, sino para todos los pozos que se van a incluir como muestra estadística.

2 ALCANCE DEL MODELO

Se requieren dos grupos diferentes de datos como la base para este modelo de caracterización de daño:

2.1 Información teórica

Resultados de diferentes modelos de daño de formación para índices de escamas minerales, índices de estabilidad de asfaltenos, radio crítico, tasas de filtrado dinámico ante exposición al lodo de perforación y tensiones interfaciales a condiciones de yacimiento para fluidos inyectados invadiendo la formación.

2.2 Información medida

Propiedades medidas del pozo y de la formación, como presión de reservorio y de saturación del fluido, tasas de producción, análisis fisicoquímico de muestras de backflow y de fluidos producidos, propiedades petrofísicas y volumen inyectado de fluidos externos y de polímeros.

La aplicación del modelo se basa en parámetros relacionados a cinco mecanismos de daño para cada pozo evaluado; los factores para cada mecanismo de daño han sido seleccionados con base en experiencia histórica. Se recomienda que el modelo sea ejecutado para pozos que exhiban un alto índice de daño.

3 METODOLOGÍA DEL MODELO

Esta metodología creara una caracterización del factor skin por pozo basado en cinco mecanismos:

- Escamas minerales
- Bloqueo por finos
- Escamas orgánicas
- Permeabilidad relativa
- Daño inducido
- Daño geomecánico

Inicialmente se debe especificar el conjunto de datos que van a componer la muestra estadística del modelo, esto puede incluir:

- Todos los pozos del campo al que pertenece el pozo de estudio
- Todos los pozos pertenecientes a campos homólogos al del pozo de estudio.
- Todos los pozos en la base de datos

Lo más recomendable para el modelo estadístico multiparamétrico es que se cuente con al menos 30 pozos análogos dentro de la muestra.

Luego de haber seleccionado el conjunto de datos a utilizar, se construye un histograma de frecuencias para cada uno de los subparámetros de cada parámetro de daño (estos serán especificados más adelante).

A partir del histograma de frecuencias, se determina:

- Percentil 10: Valor por debajo del cual se encuentra el 10% de los datos de una muestra estadística. Por debajo de este valor se considera que este subparámetro tiene baja influencia sobre el factor de daño.
- Percentil 90: Valor por debajo del cual se encuentra el 90 % de los datos de una muestra estadística. Por encima de este valor se considera que este subparámetro tiene alta influencia sobre el factor de daño.

A continuación, se define cada parámetro con sus correspondientes subparámetros para un pozo objeto de estudio, j.

3.1 Parámetro de escamas minerales (MSP)

Se calcula como el promedio ponderado de cada uno de los siguientes cinco subparámetros:

3.1.1 Índice de CaCO_3 (MSP1)

Con base en el máximo índice de CaCO_3 del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$MSP1(\text{índice de } \text{CaCO}_3) = \frac{\text{Maximo índice de escamas de } \text{CaCO}_3 \text{ del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.1.2 Índice de BaSO_4 (MSP2)

Con base en el máximo índice de BaSO_4 del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$MSP2(\text{indice de } BaSO_4) = \frac{\text{Maximo indice de escamas de } BaSO_4 \text{ del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.1.3 Índice de escamas de hierro (MSP3)

Con base en el máximo índice de escamas de hierro del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$MSP3(\text{indice de escamas de hierro}) = \frac{\text{Maximo indice de escamas de hierro del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.1.4 Concentración de calcio en el agua de producción (MSP4)

Con base en la máxima concentración de Calcio en el agua de producción y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$MSP4(\text{concentracion de calcio en el backflow}) = \frac{\text{Maxima concentracion de calcio en el backflow del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.1.5 Concentración de bario en el agua de producción (MSP5)

Con base en la máxima concentración de bario en el agua de producción y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$MSP5(\text{concentracion de bario en el backflow}) = \frac{\text{Maxima concentracion de bario en el backflow del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

El parámetro de daño por escamas minerales se calcula como un promedio ponderado de los subparámetros desde MSP1 hasta MSP5, de acuerdo con el criterio del usuario al asignar el peso de cada subparámetro. (FP1 a FP5)

$$MSP = \frac{MSP1 * FP1 + MSP2 * FP2 + MSP3 * FP3 + MSP4 * FP4 + MSP5 * FP5}{5}$$

3.2 Parámetro de escamas orgánicas (OSP)

Se calcula como el promedio ponderado de cada uno de los siguientes cinco subparámetros:

3.2.1 Índice de Inestabilidad Coloidal (OSP1)

El Índice de Inestabilidad Coloidal (CII) se calcula con base en el análisis SARA del pozo:

$$CII = \frac{S + As}{R + Ar}$$

$S = \text{Saturados}$
 $As = \text{Asfaltenos}$
 $R = \text{Resinas}$
 $Ar = \text{Aromaticos}$

En general, se considera un valor crítico de CII dependiendo del tipo de fluidos presentes; se asume que valores por encima de 2.5 pueden ser considerados críticos en campos que producen crudo volátil; 3.5 se considera un valor crítico para gas condensado retrogrado.

Con base en el CII del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$OSP1(CII) = \frac{CII \text{ del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.2.2 Factor de alteraciones químicas (OSP2)

Este factor considera la desestabilización del asfaltenos debido al bajo pH promovido por la invasión de HCl. Se calcula con base en el volumen de HCl inyectado en el pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$OSP2(\text{factor de alteraciones químicas}) = \frac{\text{Volumen de HCl inyectado en el pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

La mayoría de los pozos no han sido intervenidos con HCl, en estos casos se recomienda desactivar el subparámetro y realizar el estudio con los otros cuatro.

3.2.3 Gas producido acumulado (OSP3)

Este factor considera la desestabilización del asfaltenos debido al cambio en la composición del fluido y por ende los parámetros de solubilidad de los diferentes componentes. Con base en el volumen de gas producido acumulado del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$OSP3(\text{gas producido acumulado}) = \frac{\text{Gas producido acumulado} - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.2.4 Producción por debajo de la presión de saturación (OSP4)

La máxima precipitación de asfaltenos en general coincide con el tiempo en que la presión ronda la presión de saturación del fluido. Con base en el número de días de producción con presión por debajo de la presión de saturación del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$OSP4 = \frac{\text{Numero de dias por debajo de la presion de saturacion en el pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.2.5 Criterio de Boer (OSP5)

Se tiene en cuenta la diferencia entre la presión inicial del yacimiento y la presión de saturación del fluido como indicador de la desestabilización de los asfaltenos. Con base en dicha diferencia para el pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$OSP5(\text{criterio de Boer}) = \frac{(\text{Presion inicial de yacimiento} - \text{Presion de saturacion}) - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

El parámetro de daño por escamas orgánicas se calcula como un promedio ponderado de los subparámetros desde OSP1 hasta OSP5, de acuerdo con el criterio del usuario al asignar el peso de cada subparámetro. (FP6 a FP10)

$$OSP = \frac{OSP1 * FP6 + OSP2 * FP7 + OSP3 * FP8 + OSP4 * FP9 + OSP5 * FP10}{5}$$

3.3 Parámetro de bloqueo por finos (FBP)

Se calcula como el promedio ponderado de cada uno de los siguientes cinco subparámetros:

3.3.1 Aluminio en el agua de producción (FBP1)

Los finos arcillosos tienen en su composición un alto porcentaje de aluminio y en general se movilizan en la fase acuosa producida. Con base en la concentración de aluminio en el agua de producción del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$FBP1(\text{Concentracion de aluminio en agua producida}) = \frac{\text{Concentracion de aluminio en el agua de produccion del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.3.2 Sílice en el agua de producción (FBP2)

Los finos arcillosos tienen en su composición un alto porcentaje de sílice y en general se movilizan en la fase acuosa producida. Con base en la concentración de aluminio en el agua de producción del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$FBP2(\text{Concentracion de silice en agua producida}) = \frac{\text{Concentracion de silice en el agua de produccion del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.3.3 Radio critico (FBP3)

La velocidad critica es la velocidad por encima de la cual se presenta migración de finos en el yacimiento, se determina mediante pruebas de desplazamiento en laboratorio,

específicamente pruebas de tasa critica. Al extrapolar dichas pruebas al flujo radial que se presenta en los alrededores del pozo, se puede encontrar el radio crítico, que se define como el radio en el que la velocidad de flujo empieza a sobrepasar la velocidad critica. En general, un mayor radio critico implica una mayor área afectada por la migración y depositación de finos. Con base en el radio crítico del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$FBP3(Radio\ critico) = \frac{Radio\ critico\ del\ pozo\ j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.3.4 Factor mineralógico (FBP4)

Este factor se basa en la composición de la formación, específicamente los porcentajes de cada arcilla relacionada con la generación de partículas finas. Es un valor entre 0 y 1, que debe ser asignado manualmente con base en el conocimiento del ingeniero de yacimientos. Con base en factor mineralógico del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$FBP4(Factor\ mineralogico) = \frac{Factor\ mineralogico\ del\ pozo\ j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.3.5 Propante en el fracturamiento (FBP5)

Durante el fracturamiento hidráulico se bombea propante triturado como apuntalante. Al dar comienzo la producción se pueden generar finos no provenientes de la formación, sino del material nuevo. Con base en la masa de propante triturado en el pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$FBP5(Propante\ triturado) = \frac{Masa\ de\ propante\ triturado\ en\ la\ fractura\ del\ pozo\ j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

La mayoría de los pozos no han sido fracturados, en estos casos se recomienda desactivar el subparámetro y realizar el estudio con los otros cuatro.

El parámetro de daño por bloqueo de finos se calcula como un promedio ponderado de los subparámetros desde FBP1 hasta FBP5, de acuerdo con el criterio del usuario al asignar el peso de cada subparámetro. (FP11 a FP15)

$$FBP = \frac{FBP1 * FP11 + FBP2 * FP12 + FBP3 * FP13 + FBP4 * FP14 + FBP5 * FP15}{5}$$

3.4 Parámetro de daño inducido (IDP)

Se calcula como el promedio ponderado de cada uno de los siguientes cuatro subparámetros:

3.4.1 Gross Pay (IDP1)

Con base en el “gross pay” del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$IDP1(Gross\ pay) = \frac{Gross\ pay\ del\ pozo\ j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.4.2 Factor de daño por polímeros (IDP2)

Durante el proceso de fracturamiento hidráulico se debe inyectar polímero, el contacto del polímero con la formación puede dar lugar a daño inducido. Con base en la masa de polímero inyectado en el pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$IDP2 = \frac{Masa\ total\ de\ polimero\ inyectada\ al\ pozo\ j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.4.3 Factor de daño por inyección de fluidos de base acuosa (IDP3)

Durante la historia de un pozo, en la perforación, completamiento y trabajos posteriores se deben circular fluidos de base acuosa. El volumen de dichos fluidos, y específicamente el volumen perdido (filtrado a la formación) de dichos fluidos se puede correlacionar con el daño inducido.

Con base en el volumen total de fluidos de base acuosa inyectados al pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$IDP3 = \frac{Volumen\ de\ fluidos\ base\ agua\ inyectado\ al\ pozo\ j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.4.4 Factor de daño por pérdidas de lodo (IDP4)

Con base en el volumen de lodo filtrado a la formación durante la perforación del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$IDP4 = \frac{Volumen\ de\ lodo\ perdido\ durante\ la\ perforacion\ del\ pozo\ j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

El parámetro de daño inducido de finos se calcula como un promedio ponderado de los subparámetros desde IDP1 hasta IDP4, de acuerdo con el criterio del usuario al asignar el peso de cada subparámetro. (FP16 a FP19)

$$IDP = \frac{IDP1 * FP16 + IDP2 * FP17 + IDP3 * FP18 + IDP4 * FP19}{4}$$

3.5 Parámetro de permeabilidad relativa (KrP)

También conocido como parámetro de daño por bloqueo de fases, se calcula como el promedio ponderado de cada uno de los siguientes cuatro subparámetros:

3.5.1 Producción por debajo de la presión de saturación (KrP1)

Hay cambios notorios en la distribución de las fases en el medio poroso cuando la presión se acerca a la presión de saturación del fluido. Con base en el número de días de producción con presión por debajo de la presión de saturación del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$KrP1 = \frac{\text{Numero de dias por debajo de la presion de saturacion en el pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.5.2 Diferencia entre la presión actual de yacimiento y la presión de saturación del fluido (KrP2)

Con base en la diferencia entre la presión actual de yacimiento y la presión de saturación del fluido en el pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$KrP2 = \frac{(\text{Presion de yacimiento} - \text{Presion de saturacion}) \text{ para el pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.5.3 Factor de daño por inyección de fluidos de base acuosa (KrP3)

En la medida en que aumenta la producción de agua aumenta la saturación irreducible de la fase acuosa en la roca, especialmente en las cercanías del pozo productor. Con base en producción acumulada de agua del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$KrP3 = \frac{\text{Produccion acumulada de agua para el pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.5.4 Diámetro de poro (KrP4)

Con base en el diámetro de poro de la formación evaluada del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$KrP4 = \frac{\text{Diametro de poro de la formacion del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.5.5 Velocidad critica (KrP5)

A partir de las pruebas de tasa critica (mencionadas en el FBP3), se puede calcular la velocidad critica equivalente en el pozo j. Con base en la velocidad critica calculada para el pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$KrP5 = \frac{\text{Velocidad critica del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

El parámetro de daño inducido se calcula como un promedio ponderado de los subparámetros desde KrP1 hasta KrP5, de acuerdo con el criterio del usuario al asignar el peso de cada subparámetro. (FP20 a FP24)

$$KrP = \frac{KrP1 * FP20 + KrP2 * FP21 + KrP3 * FP22 + KrP4 * FP23 + KrP5 * FP24}{5}$$

3.6 Parámetro de daño geomecánico (GDP)

Se calcula como el promedio ponderado de cada uno de los siguientes cuatro subparámetros:

3.6.1 Fracturas naturales (GDP1)

Con base en el porcentaje del espesor neto del pozo j naturalmente fracturado y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística se calcula el GDP1 así:

$$GDP1 = \frac{\text{Fracion del espesor naturalmente fracturado del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.6.2 Drawdown (GDP2)

Durante la producción, un alto gradiente entre la presión de yacimiento y la presión de fondo de pozo puede generar daño geomecánico. Se calcula con base en el drawdown del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$GDP2 = \frac{(\text{Presion de yacimiento} - \text{Presion de fondo}) \text{ del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.6.3 Factor kh (GDP3)

Al realizar un proceso de fracturamiento hidráulico, el factor kh del pozo cambia con respecto al pozo sin fracturar. Con base en la relación de factores kh antes y después del fracturamiento del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$GDP3 = \frac{kh(\text{matriz} + \text{fractura}) / kh(\text{matriz}) \text{ del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

3.6.4 Cambio de permeabilidad (GDP4)

En caso de que se conozca de antemano el cambio de la permeabilidad debido al daño geomecánico se puede incluir en este subparámetro. Con base en la fracción de la permeabilidad original afectada por daño geomecánico del pozo j y los percentiles P10 y P90 del campo tomado como base estadística:

$$GDP4 = \frac{k(\text{afectada por daño geomecánico})/k(\text{inicial})\text{del pozo } j - P_{10}}{P_{90} - P_{10}}$$

El parámetro de daño geomecánico se calcula como un promedio ponderado de los subparámetros desde GDP1 hasta GDP4, de acuerdo con el criterio del usuario al asignar el peso de cada subparámetro. (FP25 a FP28)

$$GDP = \frac{GDP1 * FP25 + GDP2 * FP26 + GDP3 * FP27 + GDP4 * FP28}{4}$$

3.7 Discretización del daño

Una vez se tiene el valor de cada parámetro tenido en cuenta para el análisis, se procede a calcular la influencia (como porcentaje) de cada factor de daño de la siguiente forma:

$$\%MSP = \frac{MSP}{MSP + OSP + FBP + IDP + KrP + GDP} * 100$$

$$\%OSP = \frac{OSP}{MSP + OSP + FBP + IDP + KrP + GDP} * 100$$

$$\%FBP = \frac{FBP}{MSP + OSP + FBP + IDP + KrP + GDP} * 100$$

$$\%IDP = \frac{IDP}{MSP + OSP + FBP + IDP + KrP + GDP} * 100$$

$$\%KrP = \frac{KrP}{MSP + OSP + FBP + IDP + KrP + GDP} * 100$$

$$\%GDP = \frac{GDP}{MSP + OSP + FBP + IDP + KrP + GDP} * 100$$

De esta forma se finaliza la distribución del daño por efecto de estos seis mecanismos para el pozo j en función de la muestra estadística seleccionada inicialmente.

4 **REFERENCIAS**

Restrepo, A., Duarte, J. and Sanchez, Y., 2007. A Multi-Parameter Methodology for Skin Factor Characterization: Applying Basic Statistics to Formation Damage Theory. *European Formation Damage Conference*,.

