

# CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO PARA CARACTERIZAR DAÑO POR PROCESOS DE PARTÍCULAS EN FORMACIONES PRODUCTORAS.

MARCO ANTONIO RUIZ SERNA, IP, Esp.

*Escuela de Procesos y Energía, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín*

DIOGENES L. BARRETO ALVAREZ, IP.

*Escuela de Procesos y Energía, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín*

DIEGO IVAN CONTRERAS, IP.

*Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín*

RICHARD D. ZABALA ROMERO, IP.

*Escuela de Procesos y Energía, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín*

## RESUMEN:

Se construye un modelo de Daño de Formación por Procesos de Partícula, denominado ADAFOR, en el cual se ensambla la técnica de Marquardt Levenberg, utilizada para resolver un modelo estadístico de regresión no lineal, con el modelo fenomenológico de Civan para simular daño de formación en pruebas de desplazamiento en el laboratorio. La solución del modelo estadístico permite obtener los mejores estimativos para las constantes fenomenológicas del modelo de Civan y permite aplicar ADAFOR para caracterizar los fenómenos de daño que prevalecen en una prueba de desplazamiento realizadas en muestras de roca de yacimiento y empaques de arena artificiales construidos en el Laboratorio de Yacimientos y Fluidos de Perforación de la Universidad Nacional de Colombia. La validación del modelo muestra que ADAFOR no solo reproduce con precisión los resultados de las pruebas experimentales si no que además se constituye en una herramienta de análisis para caracterizar los fenómenos de Daño de Formación y además realizar los pronósticos, en el tiempo, del daño de permeabilidad debido al paso de una solución a través del medio poroso, evento propio de las fases de producción y recuperación en un yacimiento productor.

**PALABRAS CLAVES:** Daño, formación, procesos, partícula, desplazamiento, civan, simulación, yacimiento, ajuste, programación, fortran.

## ABSTRACT:

A Formation Damage Model by particle processes is constructed, denominated ADAFOR, in which we combine the Marquardt – Levenberg technique for non-linear regression and the Civan phenomenological model to simulate Formation Damage in laboratory displacement test. The statistical model solution allows to obtain the best estimates for the Civan model phenomenological parameters and allows to apply ADAFOR to describe the damage phenomena that occur in displacement tests in natural cores and sand packs built in the Laboratory of Reservoirs and Drilling Fluids of the Universidad Nacional de Colombia, Medellín. The model validation shows that ADAFOR accurately reproduce the results of the experimental displacement tests. ADAFOR is an analysis tool to characterize the formation damage and to do diagnosis, in the time, about reduction permeability by flow of solutions through porous media. It allows characterizing events of the production and injection phases in petroleum reservoirs.

**KEYWORDS:** Damage, formation, processes, particula, displacement, civan, simulation, deposit, fit, programming, fortran.

## INTRODUCCIÓN

El daño de formación se presenta como una reducción en la permeabilidad de la formación y puede aparecer durante las distintas etapas propias de un pozo de petróleo y gas. Aunque las causas que originan el daño son diversas, la migración de finos y el hinchamiento de arcillas han sido reconocidas como

factores importantes de daño durante la producción y/o operaciones de inyección de agua a la formación.

Civan y Knapp (1987) sugieren que el hinchamiento de arcillas actúa como el mecanismo que más interviene en la reducción de la permeabilidad. Sin embargo, en general, los fenómenos de migración de finos e hinchamiento de arcillas ocurren de

manera simultánea y su contribución al daño depende de la composición mineralógica de la formación.

El fenómeno de hinchamiento de arcillas puede ocurrir de dos formas diferentes. La primera encierra hinchamiento por contacto con líquidos en el medio poroso de partículas fijas a la superficie del poro. La segunda tiene que ver con el hinchamiento de minerales arcillosos libres sobre la superficie del poro. Estas partículas absorben fluidos y se hinchan antes de ser arrastrados por fuerzas hidrodinámicas hacia la corriente de flujo.

Los mecanismos específicos que llevan al hinchamiento de arcillas y a la movilización de finos dependen de numerosas variables que afectan la naturaleza de las interacciones roca fluido. Diversos estudios, como el de Leone y Scott (1987), muestran que entre las variables más importantes se encuentran la temperatura, tasa de inyección, composición y pH del fluido de inyección, y mineralogía de la roca. Todas estas variables se juntan para generar los mecanismos por los cuales se produce daño, estos a su vez se clasifican en tres categorías: Migración de finos, Sensitividad al fluido de Inyección, Transformaciones geoquímicas.

La complejidad evidente de los procesos físico-químicos e hidrodinámicos que intervienen en los procesos de partículas, junto con la dificultad que acarrea la construcción de un modelo físico para un medio poroso, se constituyen en razones que han impedido la elaboración de un modelo matemático completo que permita caracterizar los fenómenos involucrados en el daño de formación.

Civan et al (1989), proponen un modelo hidrodinámico de flujo bifásico – partícula – fluido – con el cual se explican las interacciones roca fluido al interior de un medio poroso que generan los fenómenos de depositación, arrastre de finos e hinchamiento de la matriz. Las soluciones propuestas por Civan después de resolver un sistema de ecuaciones diferenciales no lineales se expresan en función de unos parámetros ó constantes de acuerdo a los fenómenos de partículas involucrados y dependen tanto de las propiedades de los fluidos como del medio poroso involucrado. Una solución del modelo de Civan solo se puede obtener si se conocen el valor de estos parámetros referidos.

Este trabajo presenta una metodología estadística para obtener, a partir de mediciones experimentales de la permeabilidad en una prueba de desplazamiento, los mejores estimativos para los parámetros fenomenológicos del modelo de Civan. Esta estimación junto con el modelo de Civan constituyen el modelo de simulación ADAFOR el cual permite, entre otros: caracterizar los fenómenos de partícula propios de una prueba de daño de formación en el laboratorio, cuantificar el daño para distintos tiempos de prueba y realizar pronósticos para tiempos mayores a los utilizados en el laboratorio.

Se propone el modelo ADAFOR para predecir y caracterizar el daño de formación en pruebas de desplazamiento, con el cual se puede evaluar procesos de producción, de recobro y tratamientos químicos en los medios porosos con el fin de estabilizar finos y/o minerales arcillosos.

## MODELAMIENTO DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Según Bennion (2002), se podría definir el Daño de Formación como todo proceso que causa una reducción en la productividad original de una formación productora de petróleo o gas; o una reducción en la inyectividad de un pozo inyector de agua o gas.

Una de las más importantes causas del daño, de acuerdo a numerosos estudios de campo y laboratorio está dada por el desplazamiento, migración e hinchamientos de finos en medios porosos. Existen tres fuentes primarias de partículas finas en una formación productora de hidrocarburos:

© Invasión de partículas externas llevadas a la formación por fluidos inyectados con propósitos de perforación y completamiento, reacondicionamiento y estimulación de pozos y en procesos de recobro.

© Movilización de partículas in-situ debido a fuerzas de arrastre e interacciones roca fluido.

© Aparición de partículas en la formación por reacciones químicas que originan precipitaciones orgánicas e inorgánicas.

De acuerdo a Civan (1996), un modelo de daño de formación, es una relación dinámica que expresa la capacidad de transporte de fluido de un medio poroso bajo procesos de alteración. Aunque el modelamiento basado en un análisis teórico bien aceptado es deseable y preciso, el modelamiento del daño de tipo microscópico a menudo necesita de alguna intuición y del conocimiento empírico logrado de estudios de tipo experimental.

## Modelo de Civan para daño de Formación

Faruk Civan et al. (1989) desarrollaron el modelo. Este modelo posee gran reconocimiento en la industria. Describe el fenómeno de hinchamiento, así como depositación y remoción de partículas, involucrados en los procesos de daño de formación de yacimientos petrolíferos; también tiene en cuenta la generación de finos in-situ.

Para la aplicación, a una situación particular, se requiere la obtención de parámetros propios del modelo, para lo cual se usa alguna técnica numérica de análisis de respuestas observadas que permita ajustar los resultados de laboratorio y los numéricos.

El modelo reproduce las características fundamentales de las medidas experimentales dentro de las incertidumbres de los datos experimentales, y junto con éstos pueden ser usados para predecir el daño de formación y para evaluar los procesos involucrados en éste, que determinan el deterioro de la permeabilidad de la formación. El modelo consiste de un modelo matemático, físico, numérico y sistematizado.

El modelo físico tiene en cuenta el daño de formación generado por procesos de partículas mostrados en la Figura 1. Está basado en los siguientes mecanismos de Daño de Formación:

© Depositación de Partículas.

- Depositación superficial.
- Remoción de partículas.
- Exclusión de partículas -taponamiento.
- Acumulación de partículas -puenteo.
- Migración de finos no hinchables.

© Generación de Partículas del Medio Poroso.

- Generación de finos hinchables.
- Generación de finos no hinchables – material arcilloso y no arcilloso.

- © Hinchamiento de Arcillas.  
 - Hinchamiento de la matriz.  
 - Dispersión de material arcilloso.

Sobre la base de principios y/o leyes fundamentales, se desarrollan las ecuaciones que explican el comportamiento fenomenológico. Las ecuaciones consideradas por el modelo matemático de Civan son:

Ecuación general de flujo bifásico -fluido-partícula.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{K}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\dot{S}}{\rho_l} + \frac{1}{\rho_p} \frac{\partial}{\partial t} (\sigma_p + \sigma_p^*) + \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (1)$$

Tasa de absorción líquida de la matriz.

$$\dot{S} = \frac{B}{\sqrt{t}} \quad (2)$$

Daño en permeabilidad por absorción líquida -hinchamiento.

$$\frac{K_{Sw}}{K_o} = k_6 + (1 - k_6) \exp(-2ABt^{1/2}); \quad k_6 = \frac{K_t}{K_o} \quad (3)$$

Ecuación de Depositación de partículas.

$$\frac{\partial \sigma_p}{\partial t} = k_1 v C_p \rho \phi - k_2 \sigma_p \left[ \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right) - \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr} \right] \cup$$

$$\cup = 0, \text{ sí } \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right) \leq \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}$$

$$\cup = 1, \text{ sí } \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right) > \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr} \quad (4)$$

Ecuación de Generación de partículas.

$$\frac{\partial \sigma_p^*}{\partial t} = -k_3 \sigma_p^* \left[ 1 - \frac{1}{\exp(k_4 t^{1/2})} \right] \frac{1}{\exp(k_5 \sigma_p)} *$$

$$* \left[ \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right) - \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}^* \right] \cup$$

$$\cup = 0, \text{ sí } \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right) \leq \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}$$

$$\cup = 1, \text{ sí } \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right) > \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr} \quad (5)$$

Ecuación de Relación entre Porosidad y Permeabilidad -Ley de Potencia.

$$\frac{K}{K_o} = \left( \frac{\phi}{\phi_o} \right)^3 \quad (6)$$

Cálculo de Porosidad.

$$\phi = \phi_o - \phi_p - \phi_{Sw}, \quad \phi_p = \frac{\sigma_p}{\rho_p} \quad (7)$$

La deducción de las ecuaciones que conforman el modelo matemático se muestra en detalle en Barreto, Contreras y Zabala (2004) y en Civan et al (1989).

El modelo de Civan involucra el uso de 11 constantes de carácter fenomenológico, pues involucra propiedades de la roca y tiene en cuenta la interacción roca-fluido, las cuales se originan en la deducción del modelo matemático. Las siguientes son las constantes:

$k_1, k_2, \left( \frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}$	parámetros por depositación
$k_3, k_4, k_5, \left( \frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}^*, \sigma_p^*$	parámetros por generación
$k_6, B, 2AB$	parámetros por hinchamiento

El sistema de ecuaciones mostradas en el modelo matemático presenta alta no-linealidad. El modelo se resuelve en forma simultánea mediante un método implícito en diferencias finitas. La aproximación en diferencias finitas para resolver la ecuación de presión genera un sistema de ecuaciones tridiagonal que se resuelve mediante el algoritmo de Thomas para este tipo de sistemas. De igual forma ocurre con la ecuación de concentración de partículas.

Se cuenta con un código programado en lenguaje Visual Fortran, el cual resuelve el modelo numérico y predice valores de permeabilidad del sistema siempre y cuando se conozcan las constantes fenomenológicas.

## AJUSTE ESTADÍSTICO DE DATOS

El objetivo de los modelos estadísticos de ajuste, se centra en encontrar las mejores estimaciones de los parámetros que gobiernan la ecuación de regresión seleccionada. Entonces, a partir de datos experimentales se obtiene la *ecuación de regresión ajustada*, que posee los valores estimados de los parámetros. En este trabajo se involucran las regresiones no lineales, ya que el manejo de los eventos se torna complejo al no existir linealidad –ya sea evidente o intrínseca- en los parámetros del modelo que permiten el ajuste.

## Modelos de Regresión No Lineal

Se toman  $n$  experimentos, en los cuales se relaciona una

variable dependiente  $y_i$  con  $m$  variables independientes  $x_i$ :

$$(y_i; x_{1i}, x_{2i}, \dots, x_{mi}) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (8)$$

Sea, ahora, un modelo general  $f$  que contiene  $k$  parámetros.

Para el experimento  $i$  el valor de  $y_i$  predicho por el modelo

$f$  será,  $\bar{y}_i$ :

$$\bar{y}_i = f(x_{1i}, x_{2i}, \dots, x_{mi}; \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_k) = f_i \quad (9)$$

De acuerdo con la ecuación (9), existe un conjunto de valores de  $\beta$  que permite reproducir de manera adecuada el conjunto

de valores  $y_i$  por parte del modelo matemático  $f_i$ , con el correspondiente error.

$$y_i = f_i + \varepsilon_i \quad \text{-Ecuación de Regresión-} \quad (10)$$

Para aplicar mínimos cuadrados se consideran las mismas suposiciones hechas en el caso lineal referentes al error - ver Barreto, Contreras y Zabala (2004).

Los modelos tradicionales de regresión, ya sean lineales o no, que parten de la técnica de mínimos cuadrados, se basan en minimizar la siguiente ecuación:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2 \quad (11)$$

Después de un desarrollo matemático riguroso del modelo de regresión no lineal, se obtiene un sistema matricial lineal que puede ser escrito de la siguiente forma:

$$A_{k \times k}^{(0)} B_{k \times 1}^{(0)} = Z_{k \times 1}^{(0)} \quad (12)$$

Donde las incógnitas son  $\Delta b_1^{(0)}, \Delta b_2^{(0)}, \dots, \Delta b_k^{(0)}$  y donde:

$$A_{k \times k}^{(0)} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1k} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2k} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{k1} & a_{k2} & \dots & a_{kk} \end{bmatrix} \quad \sum_{i=1}^n \left( \frac{\partial f_i}{\partial \beta_j} \right)_0 * \left( \frac{\partial f_i}{\partial \beta_j} \right)_0 = \begin{bmatrix} \Delta b_1^{(0)} \\ \Delta b_2^{(0)} \\ \dots \\ \Delta b_k^{(0)} \end{bmatrix}$$

$$Z_{k \times 1}^{(0)} = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \dots \\ z_k \end{bmatrix}; \quad z_j = \sum_{i=1}^n (y_i - f(x_i, b_j^{(0)})) * \left( \frac{\partial f_i}{\partial \beta_j} \right)_0$$

### Método De Marquardt – Levenberg<sup>(17)</sup>

Hasta aquí se tiene el proceso general de regresión no lineal basado en la técnica de mínimos cuadrados. Marquardt introduce una serie de mejoras que evitan ciertas dificultades operacionales derivadas del diferente orden de magnitud que, por lo general, presentan los parámetros de los modelos a ajustar y la dificultad de alcanzar siempre la convergencia. En primer lugar, y con objeto de normalizar el proceso de cálculo, escala los términos de la ecuación (12) de la siguiente forma:

$$A_{k \times k}^{(0)*} B_{k \times 1}^{(0)*} = Z_{k \times 1}^{(0)*} \quad (13)$$

Donde:

$$A_{k \times k}^{(0)*} = (a_{ij}^*) = \frac{a_{ij}}{\sqrt{a_{ij} a_{ji}}}, \quad B_{k \times 1}^{(0)*} = (\Delta b_j^{(0)*}) = \frac{\Delta b_j^{(0)}}{\sqrt{a_{jj}}},$$

$$Z_{k \times 1}^{(0)*} = (z_j^*) = \frac{z_j}{\sqrt{a_{jj}}}$$

Los términos de la normalización corresponden a la desviación estándar de cada componente  $i$ .

Además, Marquardt demuestra que si a la matriz de coeficientes

$A_{k \times k}^{(0)*}$  se le suma la matriz  $\lambda I$ :

$$\lambda I = \begin{bmatrix} \lambda & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & \lambda \end{bmatrix}$$

Con  $\lambda$  un número menor que 1, pero mayor a cero, se asegura la convergencia.

Marquardt – Levenberg<sup>(17)</sup> plantean un método de optimización de mínimos cuadrados que mejora las características del método de Gauss-Newton<sup>(29)</sup>. El método Marquardt-Levenberg intenta reducir el valor de la función  $\chi^2$  -Chi-cuadrada- para un ajuste

entre una serie de datos  $x_i$ -variable independiente -,  $y_i$ -variable dependiente- cada una de las cuales presenta desviación estándar individual y una función no lineal que depende de una serie de parámetros  $a$ -coeficientes.

Cada iteración del programa arroja los mejores ajustes para el

vector de parámetros y con éstos evalúa la función  $\chi^2$  en cada etapa. El programa requiere la función a ser ajustada, ya que en cada iteración también son calculados los valores ajustados de la variable dependiente -  $y_{fit}$  - y son evaluadas las derivadas con respecto cada parámetro ajustado.

En la primera llamada del programa  $\lambda$  - toma un valor menor que cero y se provee el sistema con una serie de parámetros iniciales supuestos -  $a_{guess}$ . Si en el paso siguiente

la diferencia entre las  $\chi^2$  se vuelve más pequeña,  $\lambda$  decrece en un factor de 10, en caso contrario crece en un factor de 10. Este proceso se desarrolla hasta que se logra la convergencia de  $\chi^2$  con la precisión deseada. Entonces se hace una llamada final con  $\lambda$  igual a cero para que el programa arroje los parámetros que se logran al final, la matriz de covarianza y la matriz de curvatura.

### VALIDACION DE LOS MODELOS

Se presenta a continuación los resultados obtenidos durante el desarrollo de la investigación. Los resultados se muestran de acuerdo a la evolución del proyecto, al igual que las respectivas discusiones.

Al inicio, se programa y corrobora las propiedades del Método de Marquardt - Levenberg. Numerosos estudios se realizan con el fin de estudiar el método para analizar su convergencia y constatar que éste arroja los valores mínimos absolutos correspondientes a cada parámetro y no valores mínimos locales. La validez de este método también se muestra en cualquier texto de literatura referente a los modelos de regresión no lineal.

Hasta el momento se tiene la sistematización del modelo matemático presentado por Civan et al. (1989), y está codificado en el lenguaje de programación Fortran. Esta versión del modelo de Civan necesita el valor de las constantes para funcionar, que como se sabe varían para cada prueba de desplazamiento.

Entonces, con el propósito de validar dicho modelo se han realizado una diversidad de pruebas al modelo numérico con datos de literatura de los cuales, a su vez, se tienen resultados publicados que permiten cotejar y validar la versión lograda. Los datos de estas pruebas son tomados de Hart et al. (1960), Gruesbeck and Collins (1982) y Khilar and Fogler (1983), y aparecen listados en Civan et al. (1989), Tabla 1, página 71.

Los resultados obtenidos para estos datos se muestran en la Figura 2. Al comparar estos con los de literatura, se constata la validez del modelo de Civan et al. (1989). Se quiere recordar que los resultados mencionados se obtienen para unos valores conocidos de las constantes fenomenológicas del modelo de Civan, las cuales se toman de literatura<sup>(9)</sup>.

### ADAFOR

ADAFOR, el modelo que se construye en este trabajo resulta del acople del modelo de Civan de daño de formación y el

método de Marquardt - Levenberg. Este modelo resulta gracias a los análisis que se señalan a continuación.

El modelo de Faruk Civan resuelve en forma numérica un grupo de ecuaciones diferenciales conocidas, desarrolladas a partir de principios y leyes fundamentales para explicar el modelamiento fenomenológico del daño. Pero, la dificultad radica en que estas ecuaciones involucran unas constantes no conocidas, dependientes del medio y del fluido, es decir, de carácter fenomenológico, las cuales no se pueden medir en el laboratorio. El modelo de Civan funciona siempre que se conozca el valor de las constantes.

Nace entonces la necesidad de producir datos en el laboratorio para utilizar éstos, junto con alguna técnica de ajuste estadístico para caracterizar el medio, caracterizar el tipo de daño que se presenta en una prueba de flujo dada y, por supuesto, obtener pronósticos sobre los cambios en las propiedades del medio para tiempos mayores a los utilizados en la prueba de laboratorio.

La literatura muestra resultados acerca del valor de las constantes, pero los autores no son claros en cómo se obtienen dichos valores. Este trabajo muestra el uso del método de ajuste no lineal Marquardt - Levenberg como método recomendado por Ohen y Civan (1989) para encontrar los estimativos de los parámetros del Modelo de Civan para Daño de Formación. Se propone, entonces:

© Tomar datos de permeabilidad en el laboratorio a distintos tiempos. Es decir, asegurar datos de observaciones  $y_i$  para distintos valores de la variable regresora  $x_i$ .

© Utilizar el método de ajuste no lineal Marquardt-Levenberg para ajustar los resultados del modelo de Civan con los datos de laboratorio. El mejor ajuste, correspondiente a los estimadores de mínimos cuadrados del modelo de regresión, representa los mejores valores para los parámetros desconocidos.

Las técnicas de regresión no lineal permiten ajustar un modelo de regresión a los resultados de laboratorio; sin embargo, se evidencian dos problemas fundamentales:

© Las técnicas de ajuste no lineal requieren una declaración explícita de la función de ajuste. La ecuación (9), evidencia esto, pues a partir de ella es que se realiza todo el desarrollo matemático que involucra los modelos de regresión no lineal. En este caso, esta función de forma conocida, NO se tiene. Se cuenta con toda una metodología algorítmica con notable dificultad para resolver. Se tiene una propuesta sistematizada en lenguaje Fortran, que permite obtener valores de la variable dependiente, es decir, del modelo de Civan para distintos valores de tiempo de medición.

© Los procedimientos de ajuste exigen tener la forma explícita de las derivadas de la función de ajuste con respecto a cada una de las constantes ó parámetros del modelo. Sin embargo, si no se tiene la función, se deduce que no se puede tener la forma de la derivada de la función respecto a los parámetros. Se pretende calcular estas derivadas en forma numérica.

Al estudiar el método de Marquardt-Levenberg, se observa que no es necesario tener una función explícita. En su defecto, se requiere una metodología que permita obtener los valores de la

variable dependiente del método. Al no poseer la forma explícita de la función a ajustar, el programa adquiere una mayor complejidad computacional, debido a que no realiza un llamado a una función, se realiza un llamado a una subrutina -Modelo de Civan. Este llamado inicial genera el valor del modelo,  $f(x, \beta)$ , para cada tiempo de prueba y unos valores asumidos de los parámetros.

La evaluación numérica de las derivadas con respecto a cada parámetro se realiza de la siguiente forma:

© Una vez realizado el llamado inicial del modelo, se hace un segundo llamado, pero esta vez el parámetro  $a_1$  toma la forma  $a_1 = a_1 + \Delta a_1$ . Los demás parámetros no cambian para este llamado. De modo que la derivada toma la forma:

$$\frac{\partial f(x, \beta)}{\partial \beta_1} = \frac{f(x, b_1 + \Delta b_1) - f(x, b)}{\Delta b_1} \quad (14)$$

© Así, se llama la subrutina un número de veces igual al número de parámetros considerados en la prueba. Al final la forma general de la derivada con respecto a cada parámetro es:

$$\frac{\partial f(x, \beta)}{\partial \beta_i} = \frac{f(x, b_i + \Delta b_i) - f(x, b)}{\Delta b_i} \quad (15)$$

El método de Marquardt – Levenberg repite este proceso para cada tiempo de prueba, comparando así el valor generado por el modelo con el valor de laboratorio.

## VALIDACION DE ADAFOR

El objetivo más importante de este trabajo, la estimación de las constantes fenomenológicas del modelo de Civan, se alcanza cuando se realiza el acople entre el modelo de Civan y el método de Marquardt – Levenberg. Se muestra a continuación los resultados obtenidos cuando se aplica ADAFOR para distintas pruebas de desplazamiento en el laboratorio.

En este artículo se muestran tres pruebas, dos de ellas en empaques de arena Ottawa con los siguientes tamaños: 50/60 para la prueba R1 y 20/30 para la prueba R11. El diseño de las pruebas se enfoca sólo a evaluar el fenómeno de depositación en el primer empaque y los fenómenos de depositación e hinchamiento en el otro. La tercera prueba se trabaja en un núcleo Berea, donde se evalúan los fenómenos de depositación e hinchamiento.

Las pruebas se diseñan para estudiar los fenómenos mencionados. Sin embargo, se trata de estudiar los fenómenos juntos y por separado con el fin constatar que en efecto el daño que se encuentra – daño que entrega ADAFOR - corresponde al que se induce en las pruebas de laboratorio. Después de haberse ajustado el modelo para un daño en particular, en algunas de las pruebas se realizan predicciones para tiempos mayores a los de laboratorio.

### Prueba de Caracterización en Empaque R1

Se inyecta una suspensión de  $\text{CaCO}_3$  en salmuera a una concentración de 900 NTU, en un empaque de arena Ottawa 50/60, el proceso se realiza a tasa constante y se estudia depositación superficial. Las condiciones de prueba se muestran en la Tabla 1.

Las constantes fenomenológicas estimadas por ADAFOR se muestran en la Tabla 2, cada columna presenta los resultados encontrados para los fenómenos de depositación - columna D -, generación - columna G -, depositación e hinchamiento - columna D-H -, depositación y generación - columna D-G -, y depositación, generación e hinchamiento - columna D-G-H -, de manera respectiva.

Para el fenómeno de depositación superficial de finos se logra constatar la efectividad del modelo para predecir este tipo de daño. La Figura 3 muestra resultados de permeabilidad promedio contra tiempo, para las constantes fenomenológicas ajustadas por ADAFOR. Se nota que los resultados obtenidos - simulados por el software – se ajustan bien a los resultados de laboratorio.

La generación de finos in situ no se muestra como una causa de daño en esta prueba. La Figura 4 presenta los resultados obtenidos, se observa de manera clara que el modelo no ajusta, los resultados simulados toman valores muy por encima de los resultados de laboratorio. Los resultados anteriores se tornan lógicos ya que si la prueba esta diseñada para depositación, la generación de finos no se debe revelar como la causa del daño.

Al combinar los fenómenos de depositación e hinchamiento se alcanza un ajuste, ya que de una forma u otra se tiene en cuenta el fenómeno de depositación que tiene el peso del daño. En la Figura 4 se observa una comparación entre estos resultados y los de laboratorio. Al analizar el valor de la constante 2AB que representa la constante fenomenológica por hinchamiento, ADAFOR arroja 0.0003, un valor cercano a cero y si éste se reemplaza en la ecuación del modelo matemático donde se involucran las constantes de hinchamiento no se tiene daño significativo debido al hinchamiento para ningún tiempo.

Al analizar el caso para depositación y generación, se llega a la conclusión que la generación de finos no tiene importancia sobre la reducción en permeabilidad. La constante fenomenológica  $s_p^*$  representa el contenido potencial de finos que pueden ser liberados, tiene un valor de 0.00703 cercano de cero. Se evidencia la ausencia de generación en el empaque, lo que concuerda con el diseño de la prueba - ésta se realiza en un empaque de arena limpio.

En el caso de depositación y generación el valor estimado de una de las constantes resulta negativo -  $k_5$  tiene un valor de -4,60528 - lo cual tiene sentido desde el punto de vista estadístico pero no desde el físico. De acuerdo a las ecuaciones del modelo de Civan, las constantes deben tomar valores positivos para describir un fenómeno característico.

De acuerdo a lo anterior se debe definir una metodología para el manejo de valores negativos. Se propone que valores negativos en las constantes se tomen como iguales a cero, es decir, se establezca un cero técnico. La Figura 5 muestra que no hay diferencia apreciable entre correr el modelo de Civan con el



valor negativo de  $k_5$  y correrlo al tomar el valor de  $k_5$  como cero. Gracias a esto el cero técnico se puede respaldar.

En el caso de los fenómenos de depositación, generación e hinchamiento, se llega al punto de concluir, como en los casos anteriores, que se toma la depositación de finos como la causa principal de la reducción en permeabilidad en el empaque.

Después de efectuar los análisis anteriores, se vuelve evidente que en la prueba R1 el fenómeno de depositación de finos resulta ser la causa del daño. Entonces se opta por realizar el estudio de predicción con el ADAFOR para el caso que implica solo depositación. En la Figura 6 se observa una predicción para esta prueba, el tiempo de laboratorio toma dos horas y 50 minutos - 10200 seg - y la predicción esta construida para 24 horas - un día.

En la predicción se nota que el daño por depositación de finos resulta severo al inicio de la prueba y que después de cierto tiempo éste se estabiliza, puede que se alcance un estado de equilibrio al igualarse la tasa de depositación con la tasa de arrastre.

### Prueba de Caracterización en Empaque R11

Se inyecta una suspensión de Caolín industrial en salmuera a una concentración de 53.1 NTU, en un empaque de arena Ottawa 20/30 con incrustaciones de Bentonita, el proceso se realiza a tasa constante y se estudia depositación superficial e hinchamiento. En la Tabla 1, se presentan los datos que se utilizan para esta prueba. Las constantes fenomenológicas estimadas por ADAFOR se muestran en la Tabla 3.

Debido a la depositación hay una reducción en permeabilidad pero no representa de manera efectiva el deterioro en permeabilidad que sufre el empaque en esta prueba. En la Figura 7 se nota una gran diferencia entre las curvas. Se sabe que la concentración de la suspensión no tiene un valor grande y por ende se tiene una pequeña cantidad de finos disponibles para depositarse. Sin embargo, si hay daño por depositación pero éste no tiene toda la responsabilidad del daño en el empaque.

Los resultados obtenidos por ADAFOR para hinchamiento también se muestran en la Figura 7. Se demuestra que entre la depositación y el hinchamiento, este último tiene la mayor responsabilidad de la reducción en permeabilidad en esta prueba, pero por sí solo no tiene toda la carga.

Al estudiar el caso combinado de depositación e hinchamiento, se observa de la Figura 8, que los resultados simulados al inicio presentan una desviación de la curva de resultados experimentales pero al final estas se superponen, lo que tiene verdadera importancia para estudios de predicción.

Se ha mostrado que tanto la depositación como el hinchamiento tienen responsabilidad sobre el daño en el empaque, que uno tiene mayor culpa que otro, pero que cada uno por sí solo no satisface de manera adecuada la curva de resultados experimentales. La conclusión final que resulta toma como responsable de la reducción en permeabilidad al fenómeno combinado de depositación e hinchamiento ya que esta curva tiene el mejor ajuste. Lo anterior demuestra que ADAFOR reproduce de manera adecuada el daño y se constata el diseño

experimental para esta prueba.

### Prueba de Caracterización en Núcleo N1

Se inyecta una suspensión de Caolín industrial en salmuera a una concentración de 96 NTU en un núcleo de Berea, el proceso se realiza a tasa constante y se estudia depositación superficial e hinchamiento. En la Tabla 1, se presentan los datos que se utilizan para esta prueba. Las constantes fenomenológicas estimadas por ADAFOR se muestran en la Tabla 4.

Para el fenómeno de depositación se nota de la Figura 9 que el método ADAFOR no reproduce los resultados experimentales. Sin embargo, las constantes muestran que se presenta daño por retención de finos en el medio debido a la magnitud del parámetro  $k_1$ .

Para el fenómeno de generación, de la Figura 9, se observa que no se generan daño en el medio poroso. Se nota que la constante que involucra el potencial de finos  $-s_p^*$  en el medio poroso se aproxima a cero, lo que permite entender de una manera más clara el efecto que se menciona.

El fenómeno de hinchamiento se muestra en la Figura 9, se observa que los resultados del modelo ADAFOR se aproximan a los resultados experimentales. El hinchamiento se presenta ya que los finos de Caolín utilizados en la suspensión que se inyecta, una vez retenidos en el interior del núcleo se hinchan.

Los resultados del fenómeno combinado de depositación y generación de finos se muestran en la Figura 10. Se observa que la curva de simulación esta alejada de la curva de resultados experimentales y que además esta superpuesta sobre la curva de depositación. En este caso se corrobora que la generación no tiene afecto alguno en el daño del núcleo.

El fenómeno de depositación e hinchamiento se analiza en la Figura 10, se observa que ADAFOR reproduce los resultados experimentales dentro de las incertidumbre de los datos medidos. Se caracteriza el daño en el núcleo por las partículas que se depositan en el medio poroso y el posterior hinchamiento de éstas.

### Metodología Propuesta para la Caracterización del Daño por Procesos de Partículas

De acuerdo al desarrollo mostrado, se plantea la Metodología para la caracterización del daño por Procesos de Partículas.

- © Diseñar pruebas de desplazamiento para Daño de Formación por Procesos de Partículas.
- © Obtener valores de laboratorio de tiempo vs. Permeabilidad. Realizar el respectivo análisis y depuración datos.
- © Usar los resultados obtenidos en este trabajo, de acuerdo a las condiciones de prueba de laboratorio y simulación, como valores iniciales de las constantes fenomenológicas para las pruebas de desplazamiento a las cuales se les quiere analizar.
- © Realizar simulaciones para la prueba de desplazamiento, de acuerdo al fenómeno o fenómenos que sean de interés.

© Mediante el uso ADAFOR, estimar el valor de las constantes fenomenológicas del modelo de Civan para Daño de Formación, mediante el ajuste de los datos experimentales obtenidos en laboratorio.

© Analizar los resultados obtenidos y tomar las decisiones pertinentes acerca de la prueba. Recordar que la última palabra acerca de las constantes la tiene el analista.

© Realizar predicciones de permeabilidad en el tiempo y tomar decisiones acerca de este tipo de predicción.

## CONCLUSIONES

Se desarrolla una metodología de estimación de las constantes fenomenológicas del modelo de Civan, por medio de la técnica estadística de Marquardt-Levenberg para el ajuste de datos, que permite realizar estudios de predicción de la permeabilidad de medios porosos en el tiempo.

El Modelo de Daño de Formación de Civan funciona de manera efectiva para la predicción de permeabilidad en pruebas de desplazamiento de laboratorio, cada vez que se tengan las constantes fenomenológicas óptimas.

El acople entre el Modelo de Civan y el Método de Marquardt-Levenberg - ADAFOR - se constituye en el eje central de la metodología que se desarrolla en este trabajo, para la estimación de las constantes fenomenológicas del modelo de Daño de Formación.

ADAFOR describe en forma adecuada el fenómeno de Daño de Formación por Procesos de Partículas. En forma específica modela los fenómenos de Depositación de Finos, Hinchamiento de Arcillas y Generación de Finos In-situ. También modela posibles combinaciones de estos fenómenos.

Resulta evidente que se debe tener cuidado en la selección de los parámetros iniciales para determinada prueba de desplazamiento. Una mala selección puede llevar a una pobre o nula convergencia del modelo de regresión. Las constantes fenomenológicas cambian su magnitud de prueba a prueba y se torna más difícil la selección de los valores iniciales.

La opción de considerar las constantes negativas como ceros técnicos se recomienda siempre y cuando no halla diferencia en los resultados al correr el modelo de Civan con los valores negativos y al volver éstos ceros.

El modelo entrega resultados lógicos, pero éstos nunca sustituyen al analista, por lo tanto se vuelve su responsabilidad tomar la última palabra respecto a la interpretación de las constantes para determinada prueba de desplazamiento.

## NOMENCLATURA

P	presión del fluido al interior del medio poroso.
x	distancia en la dirección de flujo.
K	permeabilidad ó capacidad de flujo del medio.
$\phi$	porosidad del medio.
t	tiempo de flujo.

$\mu$	viscosidad de la fase continua.
$\rho_l$	densidad de la fase líquida.
$\rho_p$	densidad de partícula.
$\overset{o}{S}$	tasa de absorción líquida.
$\overset{o}{g}_p$	fuentes y/o sumideros de partículas finas.
$\sigma_p$	masa de partículas depositadas por unidad de volumen.
$K_t$	valor límite inferior de permeabilidad (mayor daño por hinchamiento).
$K_o$	permeabilidad inicial.
$K_{sw}$	valor instantáneo de permeabilidad por hinchamiento.
$\phi_o$	porosidad inicial.
$k_1$	constante fenomenológica por depositación superficial.
$k_2$	constante fenomenológica por arrastre de partículas.
$k_3$	constante fenomenológica por generación de partículas hinchables.
de $k_4$	constante fenomenológica por movilización de finos.
$k_5$	constante fenomenológica por erosión de finos de la superficie.
$k_6$	constante fenomenológica relación de permeabilidad por hinchamiento.
B	constante fenomenológica por absorción líquida.
2AB	constante fenomenológica por hinchamiento.
$\sigma_p^*$	constante fenomenológica contenido potencial de partículas hinchables.
$\left(-\frac{\partial P}{\partial x}\right)_{cr}$	gradiente de presión crítico por encima del cual se presenta arrastre.
$\left(-\frac{\partial P}{\partial x}\right)_{cr}^*$	gradiente de presión crítico por encima del cual se presenta generación de finos.
$\frac{\partial \sigma_p}{\partial t}$	rata neta de depositación de partículas.
	rata de generación de partículas.
n	flujo volumétrico de la solución.
$C_p$	concentración de partícula en la solución.
$\cup$	variable de paso unitaria.
NTU	unidades nefelométricas de turbidez
x	variable independiente.
	variable dependiente.



	parámetro de regresión.
$\varepsilon$	error aleatorio.
	función error ó función objetivo.
$b_j^{(0)}$	estimadores para $\beta_j$ .
$\Delta b_k^{(0)}$	corrección para $b_j^{(0)}$ .
$f(x_i, b_j^{(0)})$	modelo de regresión evaluado en el vector $b_j^{(0)}$ .
$\left( \frac{\partial f_i}{\partial \beta_k} \right)_0$	derivada de la función de regresión con respecto a cada parámetro, evaluada en $b_j^{(0)}$ .
$A_{k*k}^{(0)}$	matriz de covarianza.
$B_{k*1}^{(0)}$	vector de parámetros desconocidos.
$Z_{k*1}^{(0)}$	vector de términos independientes.
$a_{ij}, \Delta b_j^{(0)}, z_j$	componentes del sistema
matricial	$A_{k*k}^{(0)}, B_{k*1}^{(0)}, Z_{k*1}^{(0)}$ de manera respectiva.
$A_{k*k}^{(0)*}, B_{k*1}^{(0)*}, Z_{k*1}^{(0)*}$	sistema matricial escalado.
$a_{ij}^*, \Delta b_j^{(0)*}, z_j^*$	componentes del sistema
matricial	$A_{k*k}^{(0)*}, B_{k*1}^{(0)*}, Z_{k*1}^{(0)*}$ de manera respectiva.
$\lambda$	numero menor que 1, pero mayor que cero.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos al GRUPO DE INVESTIGACION DE PETROFISICA Y DAÑO A LA FORMACION, de la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín, por brindarnos su apoyo y colaboración.

## REFERENCIAS

- Barreto, D. L.; Contreras, D. I. y Zabala, R. D. "Una Metodología de Estimación de las Constantes Fenomenológicas del Modelo de Civan por el Método de Marquardt – Levenberg". Informe Trabajo Dirigido de Grado, Universidad Nacional de Colombia, Agosto de 2004.
- Bennion, D.B. "An overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations". Journal Canadian Petroleum Technology, Vol. 41, No. 11, pp 29-35. November 2002.
- Chang, F. F. and Civan, F. "Modeling of Formation Damage Due to Physical and Chemical Interactions Between Fluids and Reservoir Rocks". SPE 22856. This paper was prepared for presentation at the 66h Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Dallas, TX. October 6-9, 1991.
- Chang, F. F. and Civan, F. "Predictability of Formation Damage by Modeling Chemical and Mechanical Processes". SPE 23793. This paper was prepared for presentation at the SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana. February 26-27, 1992.
- Civan, F. "A Multi-Purpose Formation Damage Model". SPE 31101. This paper was prepared for presentation at the SPE Formation Damage Symposium held in Lafayette, Louisiana. February 14-15, 1996
- Civan, F. "Chapter 10, Single-Phase Formation Damage by Fines Migration and Clay Swelling". Reservoir Formation Damage. Gulf Publishing Co. pp 183 – 237. Houston. 2000.
- Civan, F. "Chapter 11, Two-Phase Formation Damage by Fines Migration". Reservoir Formation Damage. Gulf Publishing Co. pp 238 – 261. Houston. 2000.
- Civan, F. and Knapp, R. M. "Effect of Clay Swelling and Fines Migration on Formation Permeability". SPE 16235. This paper was prepared for presentation at the SPE Production Operations Symposium held in Oklahoma City. Oklahoma. March 8-10, 1987.
- Civan, F.; Knapp, R. M. and Ohen, H. A. "Alteration of Permeability by Fine Particle Processes". Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 3. pp. 65 – 79. 1989.
- Gray, D. H. "Formation Damage in Sandstones Caused by Clay Dispersion and Migration". pp. 82-95. 1966.
- Gruesbeck, C. and Collins, R. E. "Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media". SPEJ, pp. 847-856. December 1982.
- Hart, R. T.; Fekete, T. And Flock, D. L. "The Plugging Effect Of Bacteria In Sandstone Systems". Can. Mining Metall. Bull., 53, pp. 495-501. 1960.
- Keelan, D. K. and Koepf, E. H. "The Role of Cores and Core Analysis in Evaluation of Formation Damage". SPE 5696. Journal of Petroleum Technology, pp. 482-490. May 1977.
- Khilar, K. C. And Fogler, H. S. "Water Sensitivity of Sandstones". SPE 10103. SPEJ, pp. 55-64. February, 1983.
- Krueger, R.F. "An overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations". SPE 10029. Journal of Petroleum Technology, pp. 131-152. February 1986.
- Leone, J. A. and Scott, E. M. "Characterization and Control of formation Damage during Waterflooding of High Clay content Reservoir". SPE 16234, presented at the Society of Petroleum Engineers Symposium. Oklahoma City, Oklahoma. March 1987.
- Marquardt, D. W. "An Algorithm for Least Squares Estimation Of Nonlinear Parameters". Journal for the Society of Industrial and Applied Mathematics, Vol. 11. pp. 431-441. 1963.
- Millán, E. and Civan, F. "Characterization of formation Damage by Particle Processes". Journal Canadian Petroleum Technology, Vol. 31, No. 3. pp. 27-33. March 1992.
- Montgomery, D. and Peck, E. "Introduction to Linear Regression Analysis". Ed. John Wiley & Sons. Second Edition. 1992.
- Mungan, N. "Permeability Reduction Due To Salinity Changes". Journal Canadian Petroleum Technology, pp. 113-117. July-September 1968.
- Ohen, H. A. "Modeling and Simulation of the Effects of Clay Swelling and Fines Migration of Formation Damage".

1989.

22. Ohen, H. A. and Civan, F. "Formation Damage in Petroleum Reservoirs. Part 1, Modeling". SPE 19380. July 17, 1987.

23. Ohen, H. A. and Civan, F. "Formation Damage in Petroleum Reservoirs. Part 2, Studies and Parameter Estimation". SPE 19381.

24. Ohen, H. A. and Civan, F. "Predicting Fine Generation, Migration and Deposition Near Injection and Production Wells". Proceedings of American Filtration Society First Regional Meeting. Houston, Texas. pp. 161-164. October 30 – November 1, 1989.

25. Ohen, H. A. and Civan, F. "Predicting Skin Effects Due to formation Damage by Fines Migration". SPE 21675. This paper was prepared for presentation at the Production Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, April 7-9, 1991.

26. Ohen, H. A. and Civan, F. "Simulation of Formation Damage in Petroleum Reservoirs". SPE 19420. This paper was prepared for preparation at the SPE formation Damage Control Symposium held In Lafayette, Louisiana. February 22-23, 1990.

27. Press, W. H., Teukolsky, S. A., Vetterling, W. T., and Flannery, B. P. "Chapter 15. Modeling Data". Numerical Recipes in Fortran 77.

28. Press, W. H., Teukolsky, S. A., Vetterling, W. T., and Flannery, B. P. "Chapter 15. Modeling Data". Example Book - Numerical Recipes in Fortran 77.

29. Seber, W. C. "Chapter 14 Nonlinear Regression". Nonlinear Regression 1989. Ed. John Wiley & Sons. pp. 466 – 487.

30. Wojtanowicz, A. K.; Krilov, Z and Langlinais, J.P. "A study on the Effect of Pore Blocking Mechanisms on Formation Damage". SPE 16233, presented at the Society of Petroleum Engineers Symposium. Oklahoma City, Oklahoma. March 1987.

## AUTORES



**Diego Contreras** Ingeniero de Petróleos de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía. Miembro del Grupo de Investigación en Petrofísica y Daño de Formación. Ha realizado cursos en las áreas de yacimientos, estimulación de pozos, registros eléctricos y Geoquímica del Petróleo.



**Richard Zabala** Ingeniero de Petróleos de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía. Profesional del Laboratorio de Crudos y Derivados de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. Miembro del Grupo de Investigación en Petrofísica y Daño de Formación. Ha realizado cursos en las áreas de yacimientos, estimulación de pozos y registros eléctricos.



**Diógenes Barreto** Ingeniero de petróleo de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía. Miembro del Grupo de Investigación en Petrofísica y Daño de Formación, grupo de investigación en Geomecánica. Ha realizado cursos en las áreas de yacimientos, estimulación de pozos y registros eléctricos.



**Marco Ruiz** Ingeniero de Petróleos, Especialista en Estadística y profesor asociado de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía. Miembro del Grupo de Investigación en Petrofísica y Daño de Formación.

**TABLA 1. Datos de Laboratorio y de Simulación para Pruebas R1, R11 y N1**

ITEM		UNID.	Prueba R1	Prueba R11	Prueba N1
<b>CONDICIONES LABORATORIO</b>					
ARENA	ARENA		50/60	20/30	Berea
TURBIDEZ SOLUCIÓN	Turb.	NTU	900	53.1	96
DIAMETRO	d	cm.		3.81	2.54
LONGITUD DEL NÚCLEO	L	cm.	7.38	8.42	3.49
PRESIÓN DE CONFINAMIENTO	Pconf	psi		500	1000
TIEMPO FINAL DE PRUEBA	Tf	seg.	10200	7800	6900
TIPO DE SUSPENSIÓN	Tip. Susp.		CaCO3	Caolín	Caolín
CONCENTRACION DEL FLUIDO INYECTADO	Cpf	gr/cc	0.000459	0.000266	0.00017345
CANTIDAD DE FINOS DEPOSITADOS INICIAL	Mf	gr	0	0	0
CONCENTRACION DE FINOS EN EL MEDIO	Co	gr/cc	0	0	0
POROSIDAD INICIAL	$\phi_o$	%	37	29.67	21.86
PERMEABILIDAD INICIAL	Ko	D	16.667	31.792	0.216
VISCOSIDAD FLUIDO INYECTADO	$\mu$	cP	1	1	1
DENSIDAD DEL LIQUIDO	$\rho_l$	gr/cc	1	1.0024	1
DENSIDAD DE PARTICULAS	$\rho_p$	gr/cc	2.48	2.55	2.63
TASA DE INYECCION (CTE)	q	cc/seg.	0.592	0.083	0.100
<b>CONDICIONES SIMULADOR</b>					
NUMERO DE BLOQUES	Nx		21	21	21
INCREMENTO DE TIEMPO	$\Delta t$	seg.	1	1	1.5
PRESIÓN DE INYECCIÓN	Pin	atm	-	-	-
PRESIÓN EXTREMO PRODUCTOR	Pout	atm	1	1	1
PRESIÓN DE ARRANQUE DEL SIMULADOR	Po	atm	1.5	1.5	1
MECANISMO DE DAÑO	Tip. Daño		DS	DS-Hinch.	DS
CONDICIONES DE INYECCIÓN	Cond. Iny.		q cte	q cte	q cte

Fuente: Propia.

**TABLA 2. Constantes Fenomenológicas Estimadas Prueba R1.**

CTES FENOMENOLÓGICAS	D	G	D - H	D - G	D - G - H
<b>CTES. DEPOSITACION</b>					
k1	0,2784	-	0,2665	0,3086	0,2855
k2	0,0144	-	0,0172	3,5503	2,5496
dP/dL)cr	0,0643	-	0,0704	0,0769	0,0827
<b>CTES. GENERACION</b>					
k3	-	0,2246	-	0,0088	0,5259
k4	-	0,1706	-	0,2187	0,2075
k5	-	0,1300	-	-4,605	0,0000
dP/dL)cr*	-	0,7800	-	0,7205	0,5701
P*	-	1E-7	-	0,0070	0,0809
<b>CTES. HINCHAMIENTO</b>					
k6	-	-	0,9906	-	1,1143
2AB	-	-	3E-5	-	0,0003
B	-	-	0,6192	-	0,6655

Fuente: Propia.

**TABLA 3. Constantes Fenomenológicas Estimadas Prueba R11**

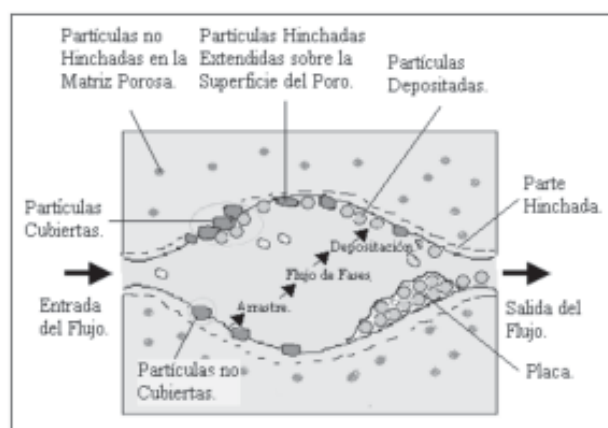
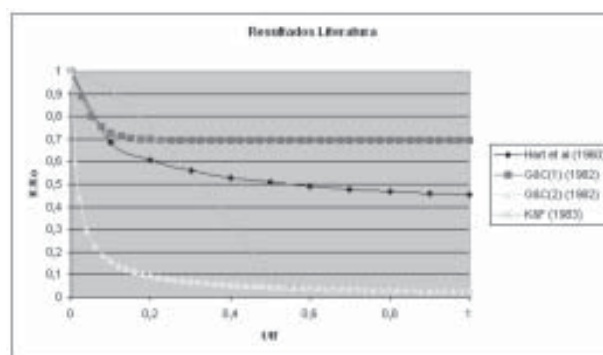
CTES. FENOMENOLÓGICAS	D	H	D - H
<b>CTES. DEPOSITACION</b>			
k1	9,0000	-	9,8553
k2	0,0500	-	0,0506
dP/dL)cr	0,0074	-	0,0075
<b>CTES. GENERACION</b>			
k3	-	-	
k4	-	-	
k5	-	-	
dP/dL)cr*	-	-	
P*	-	-	
<b>CTES. HINCHAMIENTO</b>			
k6	-	0,0019	0,0019
2AB	-	0,0091	0,0091
B	-	0,1249	0,1250

Fuente: Propia.

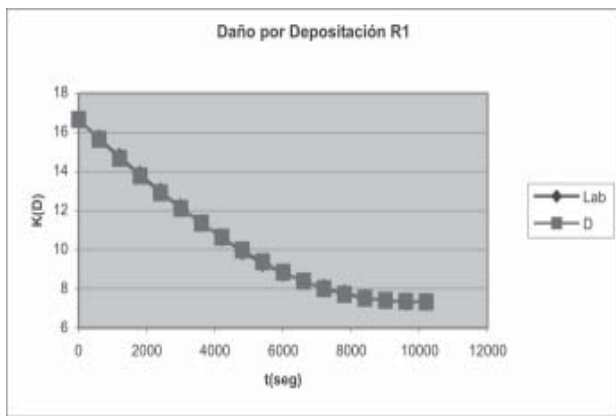
**TABLA 4. Constantes Fenomenológicas Estimadas Prueba N1.**

CTES FENOMENOLÓGICAS	D	G	H	D - G	D - H
<b>CTES. DEPOSITACION</b>					
k1	6.6194	-	-	6.4844	0.5414
k2	0.1021	-	-	0.1027	0.2583
dP/dL)cr	1.0011	-	-	0.9778	0.8806
<b>CTES. GENERACION</b>					
k3	-	0.0047	-	0.0049	-
k4	-	0.0644	-	0.0629	-
k5	-	0.1177	-	0.1380	-
dP/dL)cr*	-	0.8182	-	0.7879	-
P*	-	0.1197	-	0.1237	-
<b>CTES. HINCHAMIENTO</b>					
k6	-	-	0.0010	-	0.0009
2AB	-	-	0.0092	-	0.0279
B	-	-	0.0001	-	0.3624

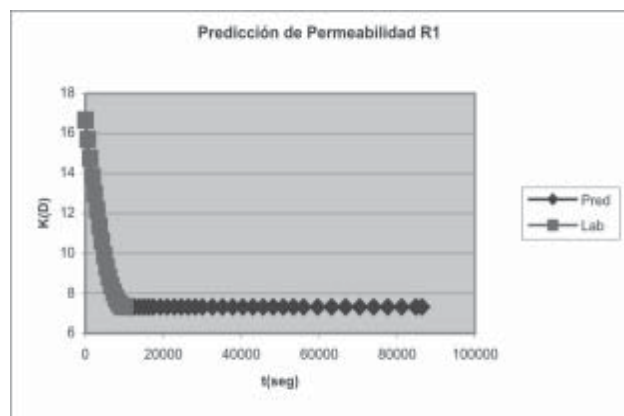
Fuente: Propia.

**FIGURA 1. Procesos Físicos Modelo de Civan et al.**  
Fuente: Civan et al (1989).**FIGURA 2. Resultados de Literatura.**  
Fuente: Propia.

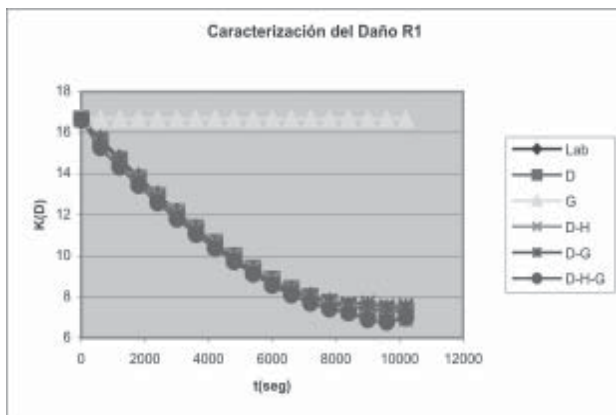




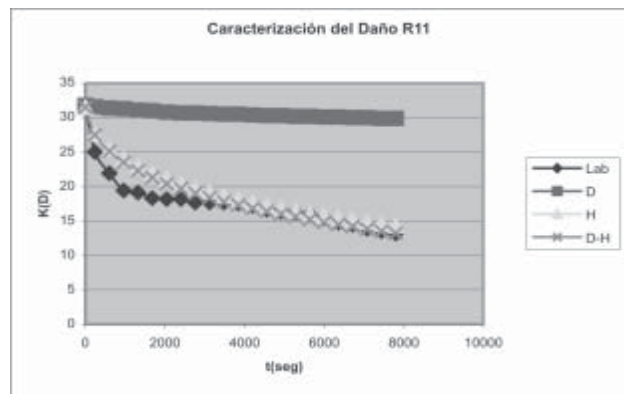
**FIGURA 3. Permeabilidad Promedio Vs. Tiempo. Fenómeno Depositación en Empaque R1.**  
Fuente: Propia.



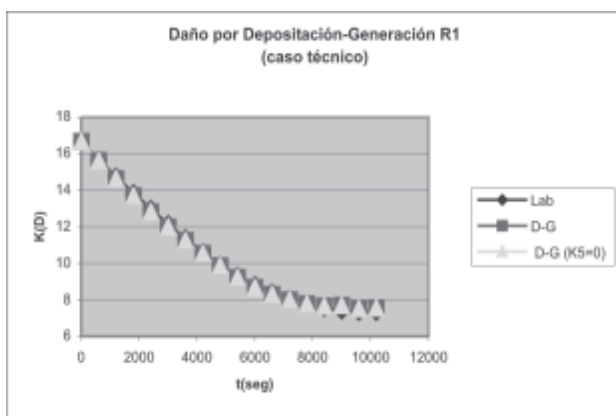
**FIGURA 6. Predicción para el Fenómeno Depositación en Empaque R1.**  
Fuente: Propia.



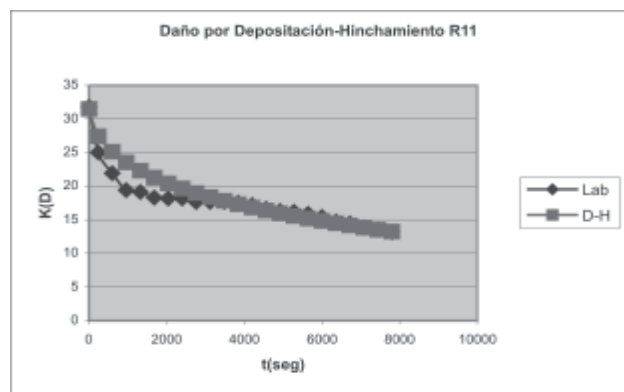
**FIGURA 4. Permeabilidad Promedio Vs. Tiempo. Fenómenos de Depositación Superficial, Generación de Partículas y Combinaciones en Empaque R1.**  
Fuente: Propia.



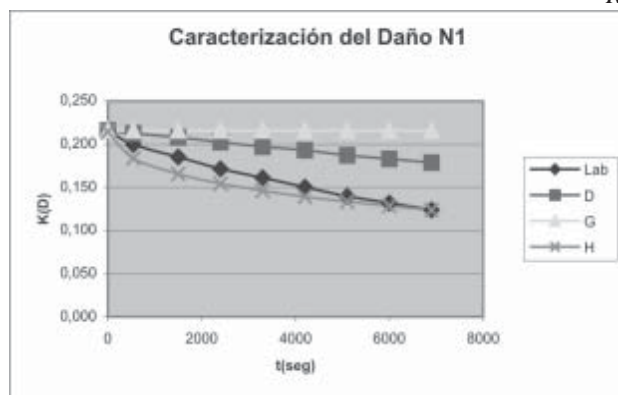
**FIGURA 7. Permeabilidad Promedio Vs. Tiempo. Fenómenos Depositación, Hinchamiento y Depositación-Hinchamiento en Empaque R11.**  
Fuente: Propia.



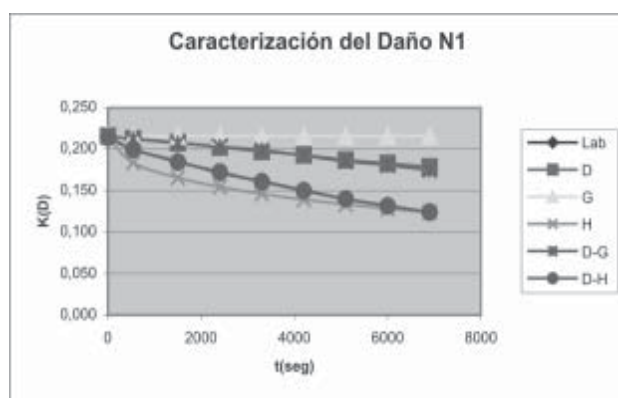
**FIGURA 5. Caso Técnico. Fenómenos Depositación Generación con  $k_5$  Negativa Prueba R1.**  
Fuente: Propia.



**Figura 8. Permeabilidad Promedio Vs. Tiempo. Fenómenos Depositación-Hinchamiento en Empaque R11.**  
Fuente: Propia.



**FIGURA 9. Permeabilidad Promedio Vs. Tiempo. Fenómenos Depositación, Generación e Hinchamiento en Núcleo N1.**  
Fuente: Propia.



**FIGURA 10. Permeabilidad Promedio Vs. Tiempo. Fenómenos de Depositación Superficial, Generación e Hinchamiento y Combinaciones en Núcleo N1.**  
Fuente: Propia.