

MODELO FENOMENOLÓGICO PARA ESCALAR A YACIMIENTO EL IMPACTO SOBRE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DEL DAÑO DE FORMACIÓN POR MIGRACIÓN DE FINOS

Richard D. Zabala Romero^{1*}

*A quién debe dirigirse la correspondencia

RESUMEN

El objeto del artículo consiste en proponer y resolver un modelo de bases fenomenológicas que permite caracterizar, cuantificar y pronosticar el daño de formación por migración de finos e hinchamiento de arcillas a escala de yacimiento a partir del esquema metodológico matemático lineal de Civan [1]. El proceso de entendimiento del fenómeno de partículas en un medio poroso ha sido abordado en la mayoría de los casos desde la perspectiva del laboratorio, medición de tasas críticas en núcleos de formación y con base en estas se han generado modelos matemáticos para simular los fenómenos de partícula bajo condiciones de laboratorio. Se construye, se propone, se aplica y se valida una metodología para trascender y escalar hasta la escala de yacimiento los resultados de pruebas de daño de formación por flujo de finos observados en laboratorio. La metodología generada se basa en desarrollar pruebas de desplazamiento multi tasa de una suspensión de material fino, resolver y caracterizar el daño por flujo de partículas en el núcleo en función de la velocidad con el modelo lineal de Civan, construir y resolver el modelo para estimar los perfiles de daño en función del radio, validar el esquema con datos de campo para estimar el impacto del daño y el radio crítico para un pozo productor. Actualmente más del 50% de los campos operados por Ecopetrol presentan daño de formación por procesos de partícula, la cantidad de petróleo que se deja de producir por este fenómeno se estima en miles de barriles, con una aproximación de este tipo se puede diseñar y optimizar los tratamientos requeridos para mitigar el daño y recuperar un porcentaje significativo de los barriles que no se pueden producir. En este proyecto se muestra el proceso usando datos de la formación Barco del campo Cupiagua, el escalamiento indica caídas de permeabilidad del 65% por este tipo de daño, radios de daño entre 1.9 y 4.4 ft y valor “skin” de daño por finos entre 1.9 y 3.4. Este proceso permitió generar diseños de los tratamientos de estimulación para este campo.

Palabras claves: Daño de Formación, Migración de Finos, Hinchamiento de arcillas, Modelo Fenomenológico, Tasa Critica, Cupiagua.

A PHENOMENOLOGICAL MODEL FOR SCALING AT RESERVOIR LEVEL THE IMPACT OVER OIL PRODUCTION DUE TO FORMATION DAMAGE BY FINES MIGRATION

ABSTRACT

The objective of the article consists in proposing and solving a model of the phenomenological bases that allows characterize, quantify and predict the formation damage due fines migration and swelling clays at reservoir level from the linear mathematical methodological scheme Civan [1]. The process of understanding the phenomenon of particles on a porous medium has been for the most cases approach from the laboratory perspective, measuring the critical rates of the formation plugs and based on this it's had been generated a mathematical model for the

1. Ingeniero de Petróleos, MsC. - Gerencia de Desarrollo de Yacimientos – Ecopetrol. Email: richard.zabala@ecopetrol.com.co



simulation of the particle phenomenon by laboratory conditions. It's construct, it's propose, it's applied and it's validate a methodology for transcending and scale to the reservoir scale the results of the formation damage by the flow of fines observed in the laboratory. The generated methodology is base in performing multi-rate coreflooding tests, solve and characterize the damage by particles flow in the plug in function of velocity in the linear model of Civan, construct and determine the model for estimate the profiles of damages in function of the radius, validate the scheme with field data for estimate the impact of damage and the critical radius of the producing well. At the present time more than 50% of the oil fields operate by Ecopetrol display formation damage by particle process, the quantity of the petroleum that it stop producing by this phenomenon is estimated in the thousands of barrels, with this kind of approximation it's can be design and optimize the treatment require for mitigate the damage and recover a significate percentage of the barrels left out of production. In this project it's show the entire process using data from the formation Barco of Cupiagua field, the scaling results indicate drops of permeability of 65% by this type of damage, damage radius between 1.9 and 4.4 ft and skin value by fines between 1.9 and 3.4. This process allows to generate the designs of the stimulating treatment for this field.

Keywords: Formation Damage, Fines Migration, Phenomenological Model, Clay Swelling, Critical Rate, Cupiagua.

INTRODUCCIÓN

Los finos de formación son partículas muy pequeñas de material sólido libre en los espacios porosos del yacimiento. Debido al tamaño pequeño de los minerales arcillosos sus áreas superficiales son grandes y cuando se introducen fluidos al medio poroso, los minerales tienden a reaccionar inmediatamente. Unos materiales absorben fluidos y se hinchan antes de ser arrastrados por fuerzas hidrodinámicas hacia la corriente de flujo. Otros minerales desprenden material sólido particulado y se depositan con preferencia en la zona cercana a la cara del pozo. Este fenómeno se conoce como daño de formación por proceso de partículas y ha sido estudiado desde mediados del siglo XX. Numerosos modelos experimentales, matemáticos y computacionales se han desarrollado para intentar entender el comportamiento y movimiento de los finos en los yacimientos de hidrocarburos [2]- [13].

El daño de formación por procesos de partículas se muestra más severo en yacimientos no consolidados, o en formaciones de alto contenido de arcillas y de baja permeabilidad. Civan [1] sugiere 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.

Los modelos matemáticos clásicos para caracterizar el flujo de partículas se clasifican en dos tipos, modelos matemáticos macroscópicos y modelos microscópicos. El primer tipo, se encuentra relacionado con técnicas de recobro, intervenciones de pozo, estimación de la producción y con los procesos de daño de formación por fenómeno de partículas como el de Civan [1], quienes proponen un modelo hidrodinámico de flujo

bifásico partícula - fluido que explica las interacciones al interior de un medio poroso continuo generadas por la depositación y arrastre de partículas. El segundo tipo de modelo caracteriza el flujo del fluido y la migración de finos en micro-redes, se utiliza de manera común para describir efectos fisicoquímicos específicos como intercambio de iones, efectos del potencial de hidrógeno, reacciones químicas e intercambio de calor. El modelo microscópico tiene algunas limitaciones en comparación con el modelo macroscópico debido a que depende en gran medida de la probabilidad y su proceso numérico de solución emplea más tiempo de computación. Las teorías de los modelos macroscópicos en medios porosos se emplean en el presente proyecto para desarrollar el modelo matemático de la movilización de finos en la formación.

El presente trabajo muestra la construcción de una metodología para escalar a nivel de yacimiento el fenómeno de daño por procesos de partícula, se fundamenta en el modelo lineal de daño de formación de Civan [1] donde se combinan los efectos de hinchamiento, depositación y remoción de partículas. Se describe el modelo físico, matemático y, los fundamentos base para caracterizar los procesos del daño por finos. El aporte más significativo de este trabajo consiste en escalar a una formación productora con un modelo radial el impacto del daño de formación por el mecanismo de migración de finos e hinchamiento de arcillas a partir de una prueba de tasa crítica hecha en laboratorio.

La metodología es validada para diversos campos en geografías distintas de Colombia, se muestra como ejemplo el escalamiento realizado para el campo Cupiagua. El campo Cupiagua está localizado 115 km al noreste de Bogotá en el piedemonte llanero, está ubicado cerca a otros campos importantes del área como Floreña, Pauto, Volcanera, Recetor, Cupiagua y Cusiana

(Figura 1). Cupiagua está formado por una estructura tipo “back thrust”, lo cual hace que se encuentren varias presiones de yacimiento, propiedades petrofísicas y contactos de fluidos. Cupiagua es un yacimiento de gas condensado con una gravedad API inicial promedio de 42°. Las formaciones productoras son Mirador, Barco y Guadalupe la permeabilidad promedio es 10 mD y la porosidad media es de 6%. Estudios de daño de formación y evidencias de campo demuestran que la formación Barco presenta un alto componente de daño por migración de finos.

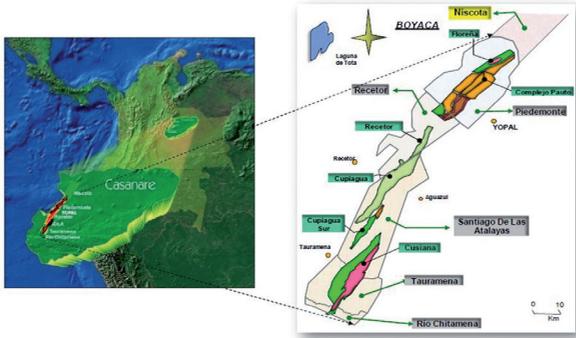


Figura 1. Cupiagua y otros campos del piedemonte llanero

MODELAMIENTO DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Modelo Matemático de Civan para Daño de Formación en Geometría Lineal. Civan [1] desarrolla un modelo fenomenológico que describe todos los principios que rigen los procesos de partículas basados en leyes fundamentales de conservación. Consideran la combinación de efectos de hinchamiento con la migración y retención de partículas finas en medios porosos durante el flujo para predecir la reducción de la permeabilidad. El modelo incluye el hinchamiento y la captura de partículas de arcilla de la superficie de los poros por la cizalladura del fluido. Considera dos fuentes distintas de partículas: las generadas dentro del medio poroso y otras previamente depositadas provenientes del fluido que estaban en suspensión. El modelo físico tiene en cuenta el daño de formación generado por procesos de partícula basados en los siguientes mecanismos (Ruiz [14]): Depositación de partículas, generación de partículas en el medio poroso y hinchamiento de arcillas.

Sobre la base de principios y/o leyes fundamentales, se desarrollan las ecuaciones que explican el comportamiento fenomenológico. A continuación, se mencionan las ecuaciones consideradas por el modelo matemático de Civan [1], la deducción de las ecuaciones

que conforman el modelo matemático se muestra en detalle en Ruiz [14]:

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.

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

Ecuación de Depositación de partículas.

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

$$U = 0, \text{ sí } \left(-\frac{\partial P}{\partial x} \right) \leq \left(-\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr} \quad \text{ó } U = 1$$

$$\text{, sí } \left(-\frac{\partial P}{\partial x} \right) > \left(-\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}$$

Ecuación de Generación de partículas.

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

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

$$U = 0, \text{ sí } \left(-\frac{\partial P}{\partial x} \right) \leq \left(-\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}^* \quad \text{ó } U = 1$$

$$\text{sí } \left(-\frac{\partial P}{\partial x} \right) > \left(-\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}^*$$

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:

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

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:

Parámetros por depositación

$$k_1, k_2, \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}$$

Parámetros por generación

$$k_3, k_4, k_5, \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}^*, \sigma^*$$

Parámetros por hinchamiento

$$k_6, B, 2AB$$

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.

Método estadístico para estimar parámetros del modelo lineal. Para obtener una solución del modelo de Civan se requiere estimar los parámetros participantes en las ecuaciones de cinética de depositación, generación e hinchamiento. Para estimar los coeficientes se aplica alguna técnica numérica de análisis de respuestas observadas o un modelo estadístico de búsqueda, ajuste y optimización que permita sincronizar los resultados del modelo de simulación con los datos observados en laboratorio de la física del fenómeno.

Un modelo estadístico de regresión no lineal se describe y se propone para sintonizar las respuestas del modelo de daño por migración de finos con las observaciones en ensayos de laboratorio a condiciones controladas de los procesos de partícula. Con el modelo estadístico se desarrolla un procedimiento automático para optimizar la estimación de parámetros y obtener una simulación en el tiempo de los fenómenos de daño. El método de Levenberg-Marquardt se utiliza para estimar los parámetros, este consiste en una técnica de naturaleza

iterativa, que intenta optimizar parámetros de un modelo de ajuste mediante la minimización de una función de error conocida. En este método dada su la naturaleza iterativa del ajuste, los valores estimados resultan dependientes de los valores iniciales utilizados para iniciar el ciclo de iteración. Al modificar los valores iniciales, se pueden estimar, para la misma prueba de laboratorio, una tripleta distinta de valores con la misma calidad de ajuste anterior. Esta característica hace que se dificulta establecer una base estadística para correlacionar los estimativos obtenidos cada vez. Civan en su trabajo original no muestra cómo obtener los parámetros, el proceso descrito en este proyecto hace parte de los aportes del modelo generado, en Zabala [15] se amplía la metodología de ajuste de parámetros mediante el método de Marquardt-Levenberg.

Validación del modelo de daño en geometría lineal con el acople al algoritmo de Levenberg-Marquardt.

La prueba experimental de desplazamiento entrega el cambio en permeabilidad con el tiempo debido al hinchamiento, migración y depositación de finos. En esta prueba, y en general en laboratorio, no se puede medir de forma cuantitativa el valor de las constantes fenomenológicas de daño del modelo de Civan. Como el modelo necesita el valor de las constantes para iniciar la simulación estas deben ajustarse a partir de los datos experimentales. Como se indica antes el método estadístico de Levenberg-Marquardt se acopla al modelo de Civan para cumplir la función de ajuste.

Para validar se toma uno de los ejemplos presentados en Zabala [15], la prueba realizada en el empaque R1. La prueba consiste en el desplazamiento de una suspensión de CaCO₃ en salmuera a una concentración de 900 NTU, en un empaque de arena Ottawa 50/60, con inyección a tasa constante. La Tabla 1 presenta las constantes fenomenológicas estimadas donde se estudia primero la depositación como mecanismo de daño para el Empaque R1 y la Figura 2 el resultado de la simulación del fenómeno de depositación comparado con datos experimentales.

De la figura 2 se puede confirmar la asertividad del modelo de Civan acoplado con Levenberg-Marquardt para predecir la reducción de la permeabilidad con el tiempo debido a la depositación de finos en el medio poroso. Los resultados de la simulación presentan un error cuadrático residual de 5,35e-02 respecto a los datos experimentales y un coeficiente de correlación R2 de 0.999811. Para este modelo, a partir de los valores ajustados para las constantes fenomenológicas, se deduce que la depositación superficial prevalece

por encima del arrastre de partículas a la velocidad y condiciones de la prueba. En Zabala [15] la prueba se ajusta también para todos los daños y combinaciones de ellos, clasificados en depositación, generación e hinchamiento, con el fin de identificar los mecanismos que representan mejor los datos experimentales.

Tabla 1. Constantes fenomenológicas de depositación estimadas para el Empaque R1

AJUSTE DAÑO POR DEPOSITACIÓN		
Constantes	Valores iniciales	Valores Ajustados
k1	0,7000000	0,2740883
k2	0,2000000	0,0833373
$\delta p/\delta x)_{cr}$	0,1000000	0,0775191

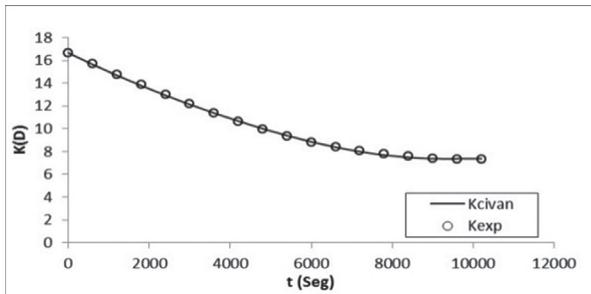


Figura 2. Simulación del fenómeno de depositación para el Empaque R1

Modelo Matemático para Daño de Formación en Geometría Radial. Conservando los fundamentos del modelo lineal presentado en la sección anterior, en este proyecto se realiza cambio de variables para generar el modelo de ecuaciones para flujo radial. El balance de materia para la fase líquida y la fase partículas en un sistema radial arrojan en orden las siguientes ecuaciones:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho_l \mu_l) + \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_l) + \dot{S} = 0 \quad (8)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho_p u_p) + \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_p) + g_p = 0 \quad (9)$$

En las ecuaciones anteriores el subíndice l simboliza la fase líquida y el p, las partículas, r representa el radio del sistema, la concentración másica, y u el flujo volumétrico total en suspensión. En la ecuación 8, representa el flujo másico del fluido absorbido por las arcillas hinchables. En la ecuación 9, representa la suma algebraica de la pérdida de partículas en suspensión por atrapamiento, la depositación superficial, y las partículas que gana el flujo en suspensión por la movilización in situ.

El transporte de partículas en suspensión a través del medio poroso es representado por la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho_{p,f} u_p) + \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_{p,f}) + \dot{\sigma}_p + \dot{\sigma}_p^* = 0 \quad (10)$$

En la anterior ecuación se conoce como tasa de depositación de finos y como tasa de generación de finos in-situ.

La combinación de la ecuación de Darcy, el balance de materia para la fase líquida (ecuación 8) y el balance de materia para la fase partículas (ecuación 9) produce la siguiente ecuación que describe la variación de presión y las velocidades en la región cercana al pozo.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{rk}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial \phi}{\partial t} + \frac{\dot{\sigma}_p + \dot{\sigma}_p^*}{\rho_p} + \frac{\dot{S}}{\rho_l} \quad (11)$$

Para completar el modelo de daño de formación por procesos de partículas se requieren las ecuaciones de la reducción de permeabilidad por efecto del hinchamiento, la depositación y arrastre de finos, la generación de finos In Situ y el cambio en porosidad y permeabilidad. Estas ecuaciones se presentan en la sección anterior donde se expone el modelo lineal y no requieren transformación de coordenadas.

La disminución en permeabilidad debido a la migración de finos e hinchamiento de arcillas se cuantifica como un factor “skin” o factor de daño positivo y se puede cuantificar con este modelo en coordenadas radiales. El factor skin se puede relacionar con una zona de espesor finito con permeabilidad k_s (permeabilidad dañada) y para un flujo radial alrededor del pozo la siguiente relación permite computar este factor:

$$S = \left(\frac{k_e}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_e} \right) \quad (12)$$

Donde S representa el factor de daño, k_s la permeabilidad promedio de la zona altera, k_e la permeabilidad inicial del medio, el radio del pozo y el radio de la zona dañada.

En la zona de daño la permeabilidad no se distribuye de manera uniforme, la alteración se considera una función del radio $K_s = K(r)$. K_s o permeabilidad promedio de la zona de daño alrededor del pozo se puede determinar con la siguiente expresión:

$$K_s = \frac{\ln \left(\frac{r_s}{r_e} \right)}{\int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r w_r(kr)}} \quad (13)$$

Donde el radio de la zona dañada se calcula como una función del tiempo, considerando la distancia radial donde la permeabilidad se ha reducido un 0,1%.

Con la solución numérica del modelo, es decir, con el perfil de la concentración de finos suspendida en el fluido y la velocidad del sistema, se puede calcular la tasa de producción total de partículas finas en el medio poroso:

$$Q_{\text{Finos, salida}} = A_r \int_0^t \rho_{p,f,out} u_{out} dt$$

Donde A_r representa el área transversal de flujo, para lo cual se necesita la longitud del espesor de la formación abierto a producción. $\rho_{p,f,out}$ y u_{out} representan la concentración de finos suspendida en el fluido y la velocidad del sistema en la cara del pozo a un radio 0 ft.

Validación del modelo de radial. El modelo matemático y computacional en coordenadas radiales de daño por migración y depositación de finos se valida con los datos de literatura presentados en Ohen [7]. En la Figura 3 se presentan los resultados de la simulación del caso descrito y la comparación con los datos reportados en la literatura. Las curvas representan la caída de permeabilidad en la zona cercana a la cara del pozo con el tiempo por los efectos de la depositación de finos. La magnitud de la permeabilidad se estabiliza alrededor de 165 días, donde se asume la estabilidad de los procesos de partículas, tiempo al cual se podría medir el radio de daño.

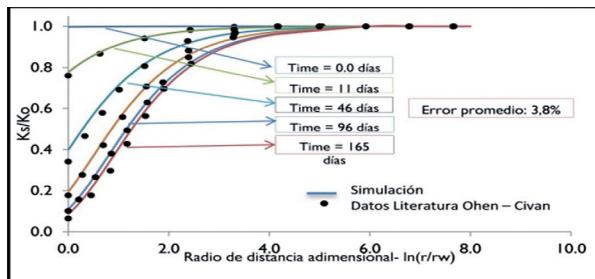


Figura 3. Validación modelo radial – Cambio de la permeabilidad con el tiempo

El valor del error promedio de 3.8% entre los datos de simulación y los datos reportados en literatura indica que hay un buen ajuste y por lo tanto se puede concluir que el modelo construido y programado funciona de forma correcta.

METODOLOGÍA PROPUESTA

El proceso en general se realiza en los siguientes pasos:

1. Realizar una prueba de desplazamiento (o seleccionar de bases de datos) de tasa crítica en un núcleo de formación o en un empaque de arena que represente las características del yacimiento. La prueba permite examinar el comportamiento de los procesos de partículas en el núcleo, la caída de permeabilidad con el tiempo e identificar la tasa crítica de migración de finos.
2. Aplicar el modelo matemático de daño de formación por migración de finos de Civan en geometría lineal. El modelo necesita como datos iniciales constantes fenomenológicas que se pueden ajustar a partir de los datos experimentales obtenidos en la prueba de desplazamiento con el acople del modelo de Civan y el algoritmo estadístico de ajuste Levenberg-Marquardt.
3. Resolver el modelo de daño de formación por migración de finos en geometría radial con el fin de escalar los procesos de partículas a nivel de yacimiento. La geometría radial permite caracterizar el flujo en las cercanías a la cara del pozo teniendo en cuenta la caída de presión, el cambio de área transversal de flujo y por tanto la variación en la velocidad con la distancia. El modelo en coordenadas radiales permite encontrar el perfil de velocidad, las características de los procesos de partículas y la caída de permeabilidad o el daño –skin en función de la distancia medida desde el pozo y el tiempo.

La figura 4 describe la metodología propuesta e implementada para la realización del proceso.

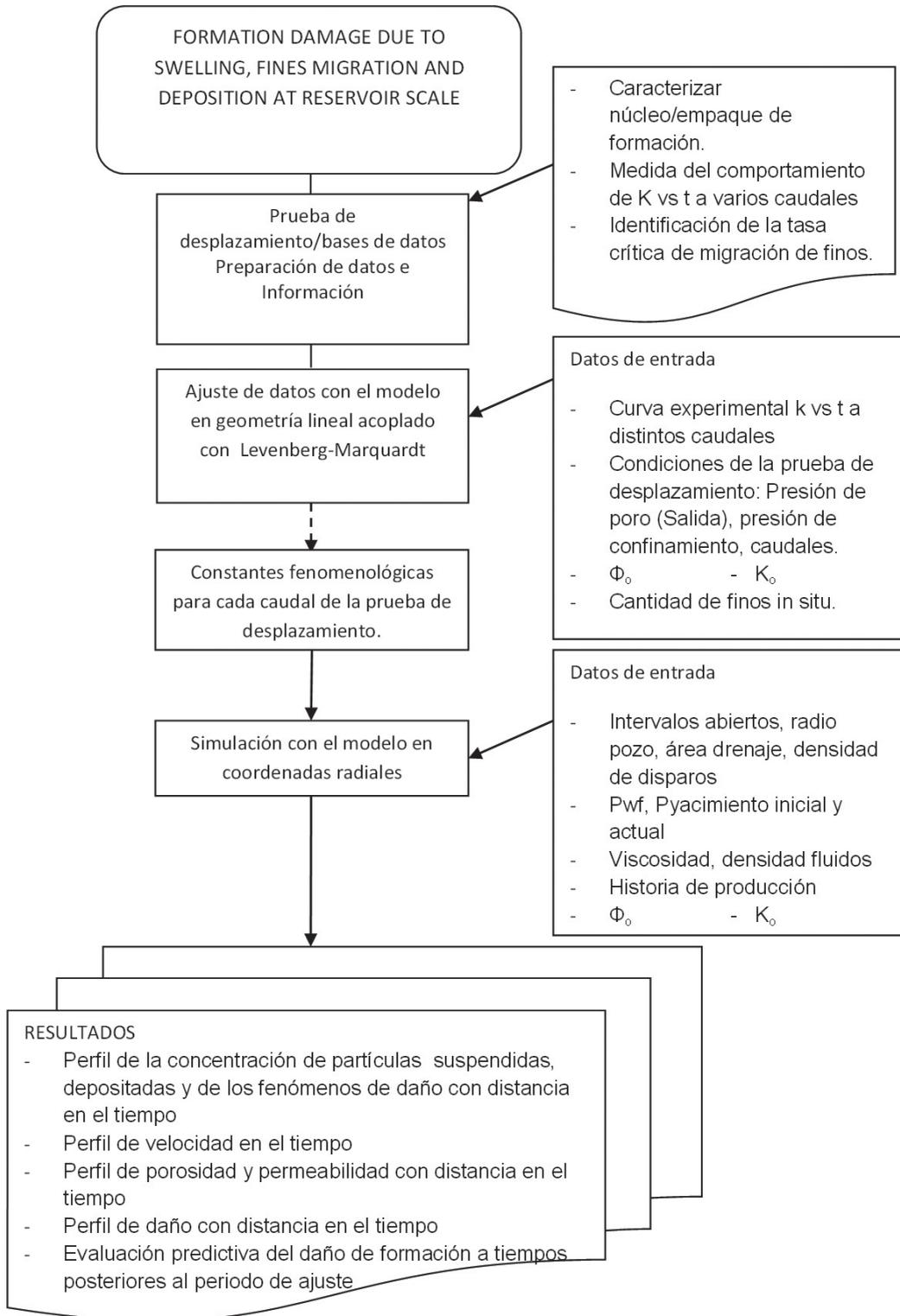


Figura 4. Metodología propuesta

APLICACIÓN DEL MODELO EN EL CAMPO CUIAGUA

Estudios de daño de formación realizados a pozos en el campo Cupiagua indican que uno de los mecanismos más importantes de daño en la formación Barco es la migración de finos. La figura 5 y tabla 2 muestra la caracterización del daño de formación del pozo CUPNW43 que esta completado en las formaciones Barco y Guadalupe, se usa la metodología descrita en Restrepo [16], se nota que en la formación Barco el 33% del daño es asociado a bloqueo por finos resultando en el mecanismo de daño más relevante en esta formación.

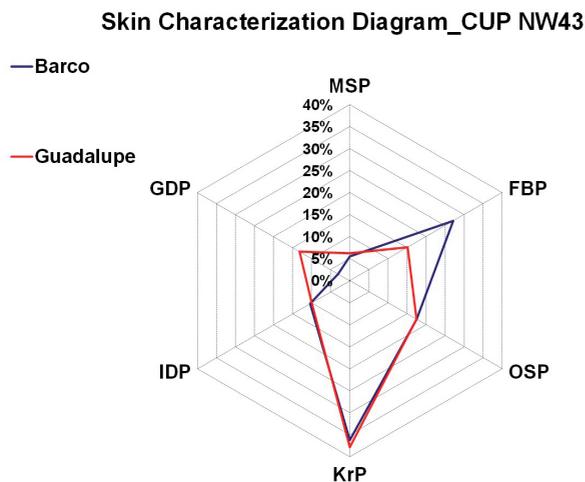


Figura 5. Caracterización daño de formación del pozo CUPNW43

Tabla 2. Caracterización daño de formación del pozo CUPNW43.

Barco	Guadalupe	
6 %	6 %	MSP (Mineral Scale Parameter)
33 %	15 %	FBP (Fines Blockage Parameter)
18 %	18 %	OSP (Organic Scale Parameter)
30 %	38 %	KrP (Relative Perm. Parameter)
10 %	10 %	IDP (Induced Damage Parameter)
3 %	13 %	GDP (Geomechanical Dam. Parameter)

AJUSTE MODELO LINEAL

La figura 6 presenta la prueba de laboratorio realizada a un núcleo de la formación Barco del campo Cupiagua para obtener la tasa crítica. De los resultados presentados en la figura 6 se concluye que la tasa crítica para la muestra de roca se encuentra en 6 cc/min debido a que la permeabilidad decrece de un valor inicial de 15.65 mD a 5 mD, lo que corresponde una disminución del

65% debido a la migración y taponamiento de partículas finas.

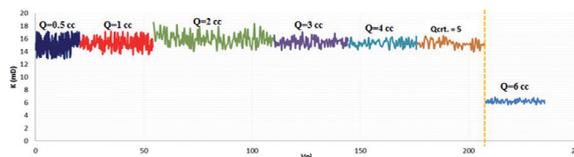


Figura 6. Resultados prueba desplazamiento de tasa crítica en núcleo formación Barco campo Cupiagua.

Se modela la prueba descrita con el proceso desarrollado para construir un perfil de daño por migración de finos con el incremento de la velocidad de flujo, modelar la prueba multitasa constituye un avance significativo respecto a los modelos existentes. En este caso en particular, se ajusta el fenómeno de taponamiento y arrastre superficial para cada caudal de desplazamiento presentado en la figura 6. La figura 7 presenta las curvas permeabilidad medida en laboratorio y la curva de ajuste por simulación del modelo de lineal en función del caudal. La variación de las constantes fenomenológicas con el cambio de velocidad permite identificar fenómenos que prevalecen por encima y por debajo de la velocidad crítica. En la figura 7 se pueden distinguir regiones específicas separadas por la velocidad crítica, se identifican zonas con generación y arrastre a velocidades bajas (Zona I) y depositación y arrastre a velocidades superiores a la velocidad crítica (Zona II). En la Zona I la generación tiene un valor más representativo que el arrastre mientras que el valor de arrastre es más importante en la Zona II, lo cual es totalmente lógico desde el punto de vista físico. La tabla 3 resume las constantes fenomenológicas ajustadas para simular la reducción en permeabilidad atribuida a mecanismos de daño por generación y depositación.

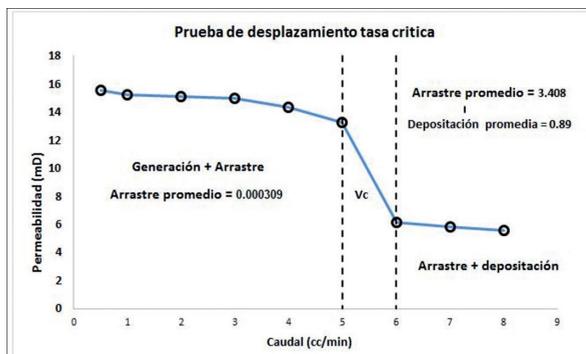


Figura 7. Curva permeabilidad medida en laboratorio y ajuste por simulación.

Tabla 3. Constantes fenomenológicas ajustadas caso Cupiagua

Constantes Fenomenológicas	Caudal (cc/min)			
	Q = 0.5	Q = 1	Q = 3	Q = 5
k1	4.07E-01	1.72E-01	8.32E-02	7.04E-02
k2	1.62E-04	2.05E-04	1.51E-04	7.18E-04
$\delta p/\delta x_{cr}$	4.00E+00	1.00E+00	5.00E-01	3.18E-01

AJUSTE MODELO RADIAL

Se toma el caso de estudio del pozo CUPNW43 para escalar el fenómeno de daño por procesos de partículas a condiciones reales, el caudal promedio máximo de fluidos de este pozo es de 434.9 barriles por día en la formación Barco, este dato es importante para construcción del perfil de velocidades. Para el pronóstico del comportamiento de finos se incluyen los efectos de generación y arrastre identificados como fuentes principales en el modelo lineal.

La reducción de permeabilidad en el pozo CUPNW43 está alrededor del 65% en zonas cercanas al pozo, debido a la alta depositación de finos (figura 8). De igual forma, esta cantidad de finos genera una reducción en porosidad, pasa del 5 al 2.1 % en la cara (figura 9). La figura 10 se muestra el desplazamiento de la velocidad crítica en función del caudal de producción de la formación, la distancia y el tiempo, la velocidad crítica se mueve en un rango de distancia entre 2.2 – 3.0 ft, siendo el último valor la mayor penetración del daño a lo largo de la vida productiva del pozo. En este rango se evidencia un incremento de la tasa de depositación de partículas finas el cual alcanza un valor máximo de 195 ppm en la cara del pozo (figura 11).

La Figura 12 muestra el comportamiento del daño por finos en función de la distancia y el tiempo, en ella se muestra un incremento del daño a medida que aumenta el tiempo, lo cual es consecuente con la pérdida de porosidad, el daño se aumenta hasta un valor promedio de 4.15 (skin) en la cara del pozo. Al radio de perturbación máximo de 3.0 ft el daño es de aproximadamente 3.

La metodología completa es aplicada en otros 2 pozos de este campo, en el CUPNW40 y el CUPE14 que en conjunto con el CUPNW43 son candidatos a estimulación matricial para mitigar daño por migración de finos, la figura 13 muestra una comparación de las distribuciones del daño para estos 3 pozos, el pozo

CUPE14 presenta la mayor penetración del daño 4.4 ft, mientras que el CUPNW40 presenta la menor invasión con un radio de 1.9 ft. El producto final de este proceso es claro, optimizar tratamientos ya que con estos valores las estimaciones químicas deben ser diseñadas y como mínimo invadir este radio, es importante resaltar que con los valores de skin se pueden sacar los estimativos de incremento en productividad por pozo y por ende evaluar también la eficiencia económica de la operación. En general se puede diseñar y optimizar tratamientos de estimulación, pero también reducir costos en los casos donde el potencial sea mínimo.

El pozo CUPNW43 fue estimulado recientemente, el diseño se basa en un radio de penetración de 3 ft del daño de acuerdo a los resultados del modelo de análisis desarrollado, el pozo muestra un incremental de producción de aceite instantáneo de 100 bpd (figura 14), los resultados continúan en evaluación, pero el caudal incremental muestra que la metodología propuesta tiene un grado de confiabilidad muy importante.

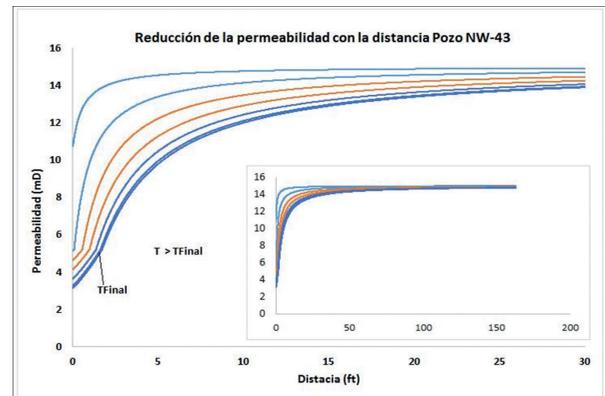


Figura 8. Reducción permeabilidad con distancia pozo CUPNW43

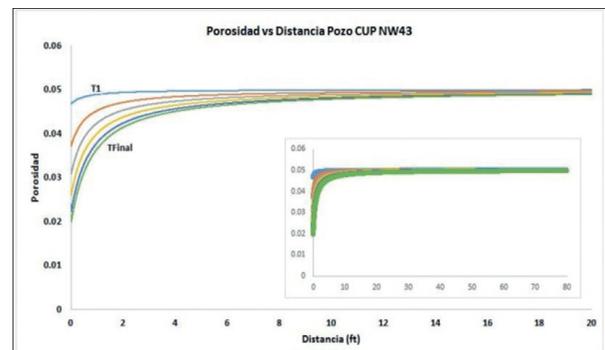


Figura 9. Reducción porosidad con distancia pozo CUPNW43

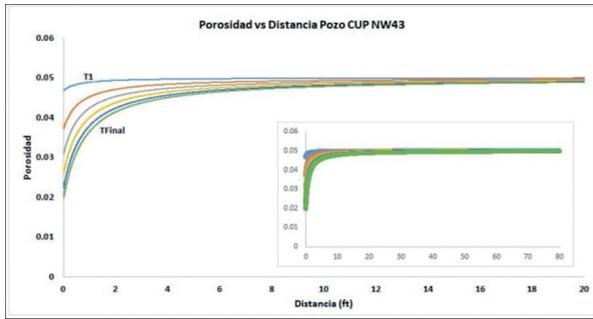


Figura 10. Velocidad crítica en función del caudal de producción, distancia y tiempo

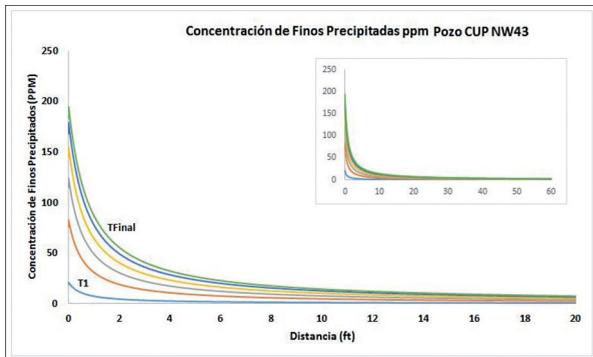


Figura 11. Concentración de finos depositados en función de la distancia.

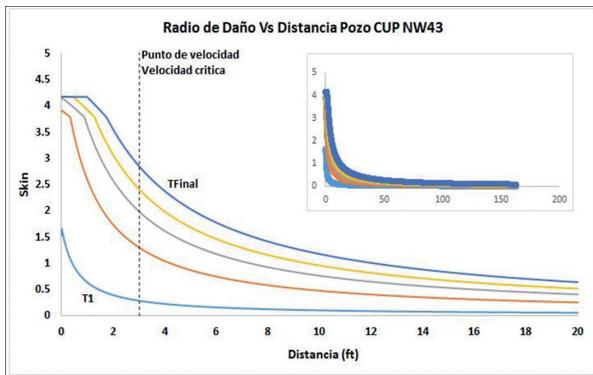


Figura 12. Daño (skin) en función de la distancia y tiempo.

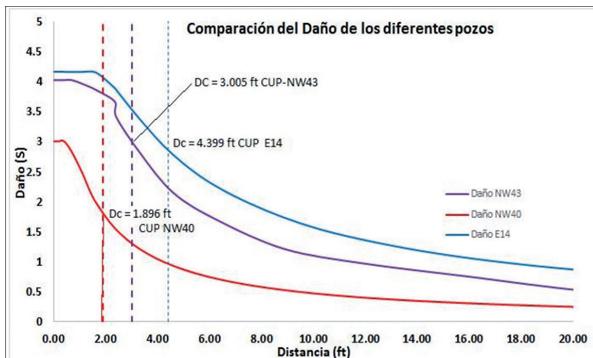


Figura13. Comparación de distribución del daño para los

pozos CUPNW40, CUPNW43 y CUPE14

FECHA	Qo, bpd	Qg, Kscfd	Qw, bpd
20/09/2015	498	6543	54
26/09/2015	600	7064	74
09/12/2015	545	7438	63

Figura14. Seguimiento de producción CUPNW43.

CONCLUSIONES

Se genera una metodología con bases fenomenológicas que permite escalar a nivel de yacimiento el impacto sobre la producción de hidrocarburos del daño de formación por migración de finos e hinchamiento de arcillas. La metodología implementada representa cada uno los fenómenos y la magnitud del daño que puede ocurrir a nivel de yacimiento.

Se logra encontrar una solución al modelo fenomenológico lineal que Civan plantea, en su trabajo el autor no indica como da solución a sus ecuaciones, es necesario encontrar un algoritmo estadístico de ajuste, en este caso se trabaja con el modelo de regresión no lineal de Levenberg-Marquardt. Se debe hacer un acople entre el modelo de Civan y el algoritmo de regresión. El proceso es validado de manera satisfactoria con datos de literatura.

Se realiza cambio de variables del método lineal de Civan para expandir el proceso a un módulo radial, la principal hipótesis que se maneja es que la fenomenología del daño se mantiene independiente de la geometría de flujo. El modelo radial se valida exitosamente.

Se plantea una metodología de escalamiento a nivel de yacimiento del daño de formación por migración de finos e hinchamiento de arcillas a partir de una prueba de laboratorio de tasa crítica (multitasa) con base en la integración de la solución de los modelos desarrollados. La metodología es aplicada a la formación Barco del campo Cupiagua, el escalamiento indica caídas de permeabilidad del 65% atribuido al daño por migración de finos, radios de daño entre 1.9 y 4.4 ft y valor “skin” de daño por finos entre 1.9 y 3.4. Este proceso permitió generar diseños de los tratamientos de estimulación para este campo y validar potenciales para cada pozo.

El análisis que se realiza al campo Cupiagua permite realizar priorización de pozos candidatos a procesos de estimulación química. Con base en esto el pozo CUPNW43 fue estimulado y se logra un incremental de 100 bopd.

RECONOCIMIENTOS

Los autores agradecer a Ecopetrol y a la Universidad Nacional, sede Medellín por conceder el permiso para presentar y publicar este artículo. De igual forma a la sud red de sinergias de daño de formación del grupo empresarial Ecopetrol por el patrocinio de este proyecto.

NOMENCLATURA

Definición

p	presión del fluido al interior del medio poroso.
x	distancia en la dirección de flujo.
K	permeabilidad ó capacidad de flujo del medio.
ϕ	porosidad del medio.
t	tiempo de flujo.
μ	viscosidad de la fase continua.
$\rho\lambda$	densidad de la fase líquida.
ρ_p	densidad de partícula.
\hat{S}	tasa de absorción líquida.
\hat{g}_p	fuentes y/o sumideros de partículas finas.
σ_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.
ϕ_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.
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.

σ_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.
$\left(-\frac{\partial P}{\partial x}\right)^*$	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.
$\frac{\partial \sigma_p^*}{\partial t}$	rata de generación de partículas.
v	flujo volumétrico de la solución.
C_p	concentración de partícula en la solución.
U	variable de paso unitaria.
NTU	unidades nefelométricas de turbidez.
$CaCO_3$	carbonato de calcio.

REFERENCIAS

1. Civan, F. Knapp, R. M. and Ohen, H. A. "Alteration of permeability by fine particles process". *Journal of petroleum science and engineering*. Vol. 3, no. 1-2, pp. 65-79, 1989.
2. Muecke, T. "Formation Fines and Factors Controlling Their Movement in Porous Media". *SPE 7007*. 1976.
3. Gruesbeck, C. and Collins, R. E. "Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media". *SPE 8430*. 1982.
4. Khilar, K.C. and Floger, H.S. "Water Sensitivity of Sandstone". *SPE 10103*. 1983.
5. Sharma, M.M. and Yortsos, Y.C. "Permeability Impairment due to Migration in Sandstone". *SPE 14819*. 1986.
6. Wojtanowicz, A.K. Kroliv, Z. and Langlinis, L.P. "A study on the effect of Pore Bloking Mechanisms on Formation damage". *SPE 16233*. 1987.
7. Ohen, H.A. and Civan, F. "Predicting Skin Effects Due to Formation Damage by Fines Migration". *SPE 21675*. 1991.

8. Ohen, H.A. and Civan, F. "Simulation of Formation Damage in Petroleum Reservoirs". *SPE 19420*. 1993.
9. Xinghui, L. and Civan, F. "Formation Damage and Skin Factor Due to Filter Cake Formation and Fines Migration in the Near-Wellbore Region". *SPE 27364*. 1994.
10. Xinghui, L. and Civan, F. "Formation Damage by Fines Migration Including Effects of Filter Cake, Pore Compressibility, and Non-Darcy Flow - A Modeling Approach to Scaling From Core to Field". *SPE 28980*. 1995.
11. Binsha, J. Fan, T. and Wang, X. "A novel 3D Field-Scale Reservoir Numerical Simulator for predicting the fines Migration and production performance". *SPE 99799*. 2006.
12. Civan, F. "Non- isothermal permeability impairment by fines migration and deposition in porous media including dispersive transport". *Transp Porous Med vol 85*:233–258. 2010.
13. Bedrikovetsky, P. Zeinijahromi, A. "Particle Detachment Under Velocity Alternation During Suspension Transport in Porous Media". *Transp Porous Med vol 91*:173–197. 2012.
14. Ruiz, M. Barreto, D. Contreras, D. Zabala, R. "Construcción de un modelo para caracterizar daño por procesos de partículas en formaciones productoras". *Energética 32*. 2004. ISSN 0120-9833.
15. Zabala, R. D. Barreto, D. L y Contreras, D. I. "Una Metodología de Estimación de las Constantes Fenomenológicas del Modelo de Civan por el Método de Marquardt – Levenberg". Informe Trabajo Dirigido de Grado-Pregrado, Universidad Nacional de Colombia, Agosto de 2004.
16. Restrepo, A. Duarte, J. Sanchez, Y. "A Multi-Parameter Methodology for Skin Factor Characterization: Applying Basic Statistics to Formation Damage Theory". Paper SPE 107674-MS presented at the SPE European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands, 30 May- 1 June 2007.

Recepción: 15 de marzo de 2016

Aceptación: 29 de abril de 2016