

**INFORME FINAL**  
**MODELO DE DAÑO DE FORMACION POR FINOS.**

Presentado a:

**PROYECTO SINERGIAS**  
**ECOPETROL - EQUION - HOCOL**

Preparado por:

**Grupo de Investigación en Yacimientos de Hidrocarburos.**



Escuela de Procesos y Energía.  
Facultad De Minas  
Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín  
Medellín 2018

## Tabla de Contenido

<b>Tabla de Contenido .....</b>	<b>2</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>Capítulo 1. OBJETIVOS. ....</b>	<b>5</b>
<b>1. OBJETIVOS.....</b>	<b>5</b>
1.1. <i>Objetivo general.....</i>	<i>5</i>
1.2. <i>Objetivos específicos .....</i>	<i>5</i>
<b>Capítulo 2. DAÑO DE FORMACIÓN POR FINOS [1]. ....</b>	<b>7</b>
2.1 <i>Procesos de Partículas.....</i>	<i>7</i>
2.2 <i>Tipos De Material Particulado en el Medio Poroso .....</i>	<i>8</i>
2.3 <i>Factores que afectan la migración de finos .....</i>	<i>8</i>
<b>Capítulo 3. MODELO DE DAÑO POR MIGRACIÓN DE FINOS. ....</b>	<b>10</b>
3.1 <i>Estado de Arte.....</i>	<i>10</i>
3.2 <i>Metodología del Escalamiento del Daño de Formación por Migración y Depositación de Finos.</i> 13	
3.3 <i>Montaje Experimental y Estimación de la tasa crítica de migración de finos.....</i>	<i>15</i>
3.4 <i>Modelo Matemático de Civan para daño de formación en geometría lineal. ....</i>	<i>16</i>
3.5 <i>Método Estadístico para Estimar parámetros del Modelo lineal.....</i>	<i>20</i>
3.6 <i>Validación del modelo de Daño de migración de finos en geometría lineal. ....</i>	<i>21</i>
3.5.1. <b>Procedimiento experimental. ....</b>	<b>21</b>
3.5.2. <b>Validación del Modelo de Daño de Civan en geometría lineal.....</b>	<b>22</b>
3.5.3. <b>Validación del Modelo de Daño de Civan en geometría lineal con el acople al algoritmo de Levenberg-Marquardt. ....</b>	<b>24</b>
3.7 <i>Modelo Matemático de daño de formación por migración y depositación de finos de Civan en geometría radial [8]. ....</i>	<i>29</i>
3.8.1. <b>Tratamiento Numérico del modelo de ecuaciones en geometría radial. ....</b>	<b>31</b>
3.8 <i>Validación del modelo computacional en geometría radial .....</i>	<i>33</i>
3.9 <i>Aplicación de la metodología a un caso de estudio. ....</i>	<i>34</i>
3.9.1 <i>Ajuste del modelo en geometría lineal.....</i>	<i>35</i>
3.9.2 <i>Escalamiento del modelo en geometría radial .....</i>	<i>36</i>
3.9.3 <i>Cálculo de concentración de finos depositados iniciales .....</i>	<i>40</i>
<b>Capítulo 4. MANUAL DE MEJORES PRACTICAS .....</b>	<b>42</b>
4.1 <i>Preparación de Datos e Información.....</i>	<i>42</i>

4.1.1	Descripción mineralógica .....	43
4.1.2	Descripción de permeabilidad .....	45
4.1.3	Información de yacimiento e historia de producción.....	46
4.2	<i>Primer Diagnóstico. Modelo Lineal.</i> .....	47
4.3	<i>Segundo Diagnostico. Modelo Radial.</i> .....	51
4.3.1	Lectura de archivos en el software MODELO_FINOS_SINERGIAS. ....	51
4.4	<i>Escalamiento de la Tasa Crítica.</i> .....	53
4.4.1	Calculo de la velocidad del fluido y la concentración de Finos.....	54
4.5	<i>Resultados de Simulación</i> .....	56
<b>CONCLUSIONES</b> .....		<b>60</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....		<b>61</b>

## INTRODUCCIÓN

Los finos de formación se conocen como partículas muy pequeñas de material sólido libres en los espacios porosos del yacimiento. Los finos se incorporaran en la formación durante la depositación geológica, las operaciones de perforación y completamiento, o pueden ser liberados por procedimientos de estimulación ácida que destruyen el material cementante.

El daño de formación ocurre cuando los fluidos de yacimiento al fluir a través del medio poroso desprenden el material sólido particulado y se deposita aguas arriba, con preferencia, en la zona cercana al fondo del pozo. El material fino se acumula y obstruye el paso de los fluidos, la porosidad de la roca disminuye, la capacidad de flujo de la roca se deteriora y el fenómeno se conoce como daño de formación por flujo de finos o daño de formación por procesos de partícula.

Los modelos matemáticos clásicos para caracterizar el flujo de partículas se clasifican en dos tipos, el modelo matemático macroscópico y el microscópico. El primer tipo, como el de Civan (1994), propone 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 modelo caracteriza el flujo del fluido y la migración de finos en micro-redes. 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 trabajo para desarrollar el modelo matemático de la movilización de finos en la formación.

El modelo del daño de formación permite determinar la composición, características físicas y factores controladores del comportamiento de los finos pero se necesita desarrollar técnicas que permitan superar sus efectos indeseables en el yacimiento. La nanotecnología en la industria del petróleo surge como una herramienta atractiva para dar solución al problema de migración y taponamiento de finos. Las nanopartículas dado su pequeño tamaño y su capacidad adsortiva se presentan como candidatas para la fijar de finos a la superficie de la matriz rocosa y por ende la remoción y estabilización del daño.

En el presente estudio se propone desarrollar una solución configurada a partir del modelamiento matemático y fenomenológico del proceso de flujo y depositación de finos en medios porosos a condiciones yacimiento.

## Capítulo 1. OBJETIVOS.

### 1. OBJETIVOS.

Los objetivos del módulo de migración de finos se estudian con el fin de proyectar los alcances del desarrollo de la temática respectiva al diagnóstico y la remediación de daño de formación por finos.

#### 1.1. Objetivo general

Desarrollar un simulador de base fenomenológica para modelar, pronosticar y escalar a nivel de campo el impacto sobre la producción debido al fenómeno de migración de finos y evaluar la estabilización e inhibición del daño por medio de tecnologías de remediación.

#### 1.2. Objetivos específicos

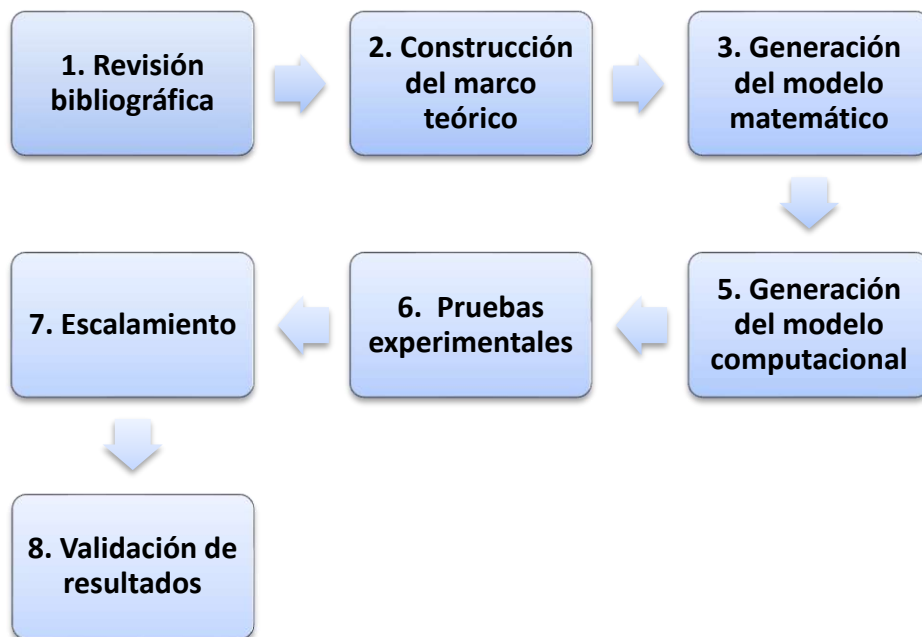
-Desarrollar un modelo matemático y fenomenológico del proceso de flujo y deposición de finos en medios porosos a condiciones yacimiento.

-Generar una aplicación computacional que describa el comportamiento del daño de formación por migración de finos y el impacto sobre la producción en campos productores específicos.

-Validar el modelo con datos de campo – yacimiento – fluido, obtenidos en simulaciones y/o análisis del laboratorio.

-Simular la fenomenología y el comportamiento esperado de tecnologías seleccionadas y propuestas como remediales para daño por flujo de finos.

Para cumplir los objetivos establecidos en el inicio del proyecto se plantea una metodología a seguir que se basa en los procesos de simulación. Los pasos de la Figura 1 se usan tanto para el modelamiento del diagnóstico como para el de remediación:



**Figura 1. Metodología diagnóstico y remediación de finos. Fuente propia**

## Capítulo 2. DAÑO DE FORMACIÓN POR FINOS [1].

La presencia y migración de partículas finas constituye una de las causas de daño de formación durante la fase de producción de un pozo. Algunas fuentes identificadas de partículas finas en una formación productora de hidrocarburos se pueden clasificar como:

- **Partículas externas** llevadas a la formación por fluidos inyectados con propósitos de completamiento, terminación y reacondicionamiento 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.

Las formaciones petrolíferas contienen partículas finas arcillosas que pueden expandirse al absorber fluidos no contenidos inicialmente en el medio. El efecto generado consiste en una reducción de los canales de flujo por hinchamiento de arcillas o dispersión y liberación de material fino susceptible de migrar en el fluido. Las partículas finas se mueven a lo largo de los canales tortuosos de flujo existentes en el medio y en algún punto se retienen y depositan sobre la matriz porosa, como consecuencia se tienen alteraciones de porosidad y permeabilidad.

### 2.1 Procesos de Partículas.

Los procesos de partículas se pueden clasificar en dos grupos; procesos internos y externos. Los procesos externos ocurren en la cara de la formación. Los procesos internos ocurren en el medio poroso y pueden ser clasificados en tres grupos según Civan (1) (2000):

- **Procesos en la superficie del poro:** Depositación y remoción.
- **Procesos en la garganta del poro:** Taponamiento y desbloqueo.
- **Procesos en el volumen total del poro:** Formación y desaparición in-situ de una costra, migración, aparición y disgregación - reacciones químicas, liberación de partículas finas por disolución química del cemento, coagulación o desintegración.

Algunos mecanismos identificados de generación de partículas se reconocen como:

- Movilización hidrodinámica.
- Expulsión coloidal.
- Liberación de partículas debido a pérdida de integridad de la matriz por disolución química del cemento o por deformación de ésta.
- Mecanismos químicos y físico-químicos.

Los mecanismos fundamentales de retención de partículas se pueden clasificar en:

- Depositación superficial.
- Bloqueo de la garganta del poro.
- Relleno del poro y formación de costra interna.
- Formación de costra externa.

## 2.2 Tipos De Material Particulado en el Medio Poroso

En formaciones productoras de hidrocarburos por lo general se encuentran dos tipos de finos; finos pertenecientes a material arcillosos y finos pertenecientes a material no arcilloso.

- **Material arcilloso:** Los minerales de arcillas corresponden a hidratos de silicatos de aluminio con patrones tetrahedrales y octahedrales en sus estructuras. En un medio poroso se encuentran cuatro tipos de arcillas: Esméctica -Montmorillonita-, Illita, Kaolinita y Clorita, cada una ocasiona problemas particulares en la formación -hinchamiento, defloculación, movilización.
- **Material no arcilloso.** Finos no arcillosos tales como Cuarzo, Feldespatos y otros, se remueven por efectos de cambios y desplazamiento de la fase humectante y por *altos gradientes de velocidades* en el medio poroso. La remoción y posterior deposición de estas partículas finas producen una disminución gradual de la capacidad de flujo de la roca que los contiene y una paulatina reducción de la capacidad de producción y/o inyección de la formación.

## 2.3 Factores que afectan la migración de finos

El daño por finos involucra múltiples parámetros, y diferentes procesos generados por la producción del yacimiento

- **Altas tasas de flujo:** para cada formación existe una velocidad crítica que se considera suficiente para causar el movimiento y desprendimiento de finos.
- **Distribución del tamaño de poro y la partícula:** Las partículas cuyo tamaño sea  $1/3$  o mayor al tamaño del poro, no pueden entrar al medio poroso. Estas partículas pueden detenerse en la entrada y formar una torta de filtrado. Las partículas cuyo tamaño se encuentre entre  $1/3$  y  $1/7$  del tamaño de la garganta de poro tienden a formar puentes, en especial, cuando entran en simultáneo al poro. Partículas con tamaño inferior a  $1/7$  de las gargantas pueden transportarse con el fluido o depositarse en las paredes de los poros debido a la acción de diferentes fuerzas [2].
- **Humectabilidad:** Los finos fluyen con el fluido humectante. El fluido humectable, por lo general, se establece como agua y por tanto la presencia de este fluido tiende a ocasionar flujo de finos.
- **Intercambio Iónico:** Una disminución de la salinidad representa el aumento del pH debido al intercambio iónico. Un alto pH significa un mayor potencial que amplía la cantidad



de finos presentes en la superficie hasta su des-floculación y posterior liberación de los mismos.

- **Flujo de dos fases:** La turbulencia puede ocasionar desestabilización de los finos, en especial, en la región cercana al pozo donde estos efectos se consideran mayores debido al flujo radial.
- **Tratamientos de acidificación:** Una acidificación errónea o un volumen de tratamiento incorrecto pueden crear la precipitación, la fragmentación de las arcillas y la des-consolidación debido a la excesiva disolución de la matriz.

## Capítulo 3. MODELO DE DAÑO POR MIGRACIÓN DE FINOS.

### 3.1 Estado de Arte

El daño de formación por migración de partículas finas 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.

Muecke en 1979 [2] presenta un estudio teórico a partir de pruebas experimentales de flujo bifásico, que concluye aspectos importantes sobre los parámetros que controlan la migración de finos. Algunas de las conclusiones de este trabajo se resumen en:

- Cuando existe presencia de una sola fase de fluido y su flujo se considera tan rápido como para mantener las partículas en suspensión, entonces los finos presentes en la formación se mueven a través de los poros con el fluido.
- El flujo simultáneo de petróleo y agua causa la migración de finos debido a que el agua se considera muy móvil como para arrastrar las partículas, y por ende los cambios en presión causados por el flujo multifásico los mantienen en agitación.
- El puenteo mecánico, la humectabilidad y las fuerzas interfaciales tienen una influencia importante en la movilidad de las partículas cuando existen presencia de múltiples fases. Las partículas se mueven únicamente si la fase humectante se mueve.
- Las arcillas no son siempre la fuente predominante de finos. Pruebas llevadas a cabo con núcleos del golfo de México muestran que el cuarzo y materiales amorfos están más presentes en el proceso de daño por finos.

En 1982 Gruesbeck et al [3]. proponen una teoría fenomenológica para el arrastre y depositación de finos en medios porosos a partir de una serie de experimentos de laboratorio. El concepto central de su teoría se basa en la representación de la distribución del tamaño de poro y de las partículas en secciones transversales paralelas que contienen trayectorias taponables y no taponables. Trayectorias de flujo de diámetros suaves y grandes se refieren a la deposición superficial y se consideran no-taponables. Trayectorias de flujo tortuosas y que tiene variaciones significativas de diámetro se consideran taponables. En los canales taponables se produce retención de partículas por la interferencia y el bloqueo de gargantas de poro cuando varias partículas se acercan a constricciones de flujo estrechas.

Su investigación llevó al reconocimiento de la existencia de una *velocidad crítica* por encima de la cual las fuerzas hidrodinámicas exceden las fuerzas de superficie y estas comienzan a moverse. Por debajo de la velocidad crítica no ocurre un daño de formación apreciable debido a que no existe la remoción de finos. Por encima del valor de velocidad crítica, la velocidad

de remoción se incrementa con la tasa de flujo. Dedujeron que la relación entre la tasa de finos arrastrados es lineal con la rata de flujo.

A partir de la teoría descrita, desarrollan un modelo matemático con el propósito de simular los procesos de remoción y depositación de finos. El modelo se basa en ecuaciones de balance de masa local de finos contenidos en los fluidos en movimiento. Obtienen soluciones de tipo numérico de daño en permeabilidad debido al bloqueo del poro, remoción yy depositación de finos.

Khilar y Floger en 1983 [4], estudian la tasa de flujo, salinidad de los fluidos y la temperatura para analizar el problema de la sensibilidad al agua. Desarrollan un modelo macroscópico donde dividen el medio poroso en n-segmentos homogéneos de longitud finita. El modelo considera que las partículas de arcillas son liberadas cuando la concentración de sal posee un valor menor que la concentración de sal crítica. En la concentración de sal crítica inicia la desestabilización de las arcillas. Las partículas permanecen dispersas en el agua y se transportan por el flujo hasta que quedan capturadas en las constricciones de los poros, lo que produce disminución en la permeabilidad. El modelo caracteriza de forma cuantitativa los procesos de liberación y captura de partículas arcillosas.

Sharma et al [5], desarrollan un modelo de predicción del daño en permeabilidad por procesos de migración de finos. El modelo considera la exclusión de partículas por tamaño como mecanismo dominante de retención y asume el entrapamiento mecánico y la depositación uniforme como los mecanismos de reducción en permeabilidad. El medio poroso se representa por una red de cuerpos y caminos porosos. El modelo permite cuantificar perfiles para la concentración de partículas, distribución del tamaño de poro y reducción de la permeabilidad.

Wojtanowicz et al [6], desarrollan un modelo macroscópico para simular el comportamiento de los canales de flujo del medio como tubos hidráulicos. La disminución en permeabilidad se ocasiona por el movimiento y captura de finos. El fenómeno se modela mediante principios de filtración en lecho profundo y reacciones químico-cinéticas. La solución analítica del modelo permite encontrar el comportamiento de la permeabilidad con el tiempo.

Civan et al [7], en 1989, desarrollan un modelo fenomenológico que se describen todos los fenómenos que rigen los procesos de partículas basados en leyes fundamental 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 otros previamente depositados provenientes del flujo de partículas en suspensión.

Ohen et al [8][9], presenta soluciones para simular las condiciones de flujo en cercanías al pozo en una prueba de laboratorio en un núcleo y escalar la respuesta a condiciones de campo. El radio y la permeabilidad de la zona dañada se calculan como funciones del tiempo de exposición de la zona de interés a los fluidos perjudiciales. Clasifican las partículas que se encuentran expuestas a la solución en dos grupos: hinchables y no-hinchables, debido a la diferencia de sus tasas de movilización.

Xinghui Liu et al. [10][11], desarrollan un modelo de flujo radial a escala de campo para simular el daño de formación por migración de finos en la zona cercana al pozo en condiciones reales de campo. Los valores de los parámetros del modelo se obtienen de pruebas de laboratorio a escala de núcleo. Consideran el daño de formación debido a la interacción roca-fluido durante los procesos de perforación e inyección de agua. El modelo incluye la formación de cake sobre la cara de del pozo, movilización y retención de partículas en los espacios porosos, transferencia de partículas en la interfase fluido-fluido, y posterior alteración de la permeabilidad y la porosidad. Consideran los efectos de flujo no darcy y el efecto causado por la humectabilidad de las partículas finas en un flujo de dos fases.

Binshan et al [12], proponen un modelo de ecuaciones de continuidad para flujo multifásico combinado con teorías de liberación, retención y movilización de partículas finas. El modelo clasifica las partículas según su tamaño en brownianas y no brownianas, con el fin de descartar o incluir el efecto de dispersión. El modelo permite obtener la relación entre los finos liberados o retenidos con la producción volumétrica líquida. El cambio de la permeabilidad resulta de la liberación, retención y migración de finos por efectos coloidales e hidrodinámicos.

Bedrikovetsky et al [13], desarrollan un modelo basado en el balance tradicional de transporte advectivo de masa, aplicado a lechos en sistemas de filtración. El modelo parte de los fenómenos de migración de coloides y utiliza la función de máxima retención proveniente del balance de torques o fuerzas sobre la superficie de la partícula. El modelo se clasifica como Lagrangiano-Euleriano. El modelo considera los fenómenos de atrapamiento y deposición de partículas en el medio poroso. El modelo predice el perfil de la concentración de partículas atrapadas con el radio del yacimiento.

Civan en 2011 [14], presenta un modelo de daño de formación por procesos de partícula. La migración y la deposición de partículas, y la consiguiente alteración de permeabilidad se describen con un modelo fenomenológico donde se considera la variación de la temperatura y el transporte de partículas por advección y dispersión.

El presente estudio se fundamenta en el modelo de Daño de formación de Civan donde se combinan los efectos de hinchamiento, deposición y remoción de partículas. Se describe el modelo físico, matemático y, los fundamentos base para caracterizar los procesos del daño por finos.

### 3.2 Metodología del Escalamiento del Daño de Formación por Migración y Depositación de Finos.

Para simular el daño de formación generado por la migración y depositación de finos en cercanías a la cara de un pozo se debe asociar una serie de fenómenos que pueden ocurrir en el medio poroso con las propiedades y características de flujo presentes en el yacimiento.

Para estimar el daño de formación por procesos de partículas a escala de yacimiento se plantea la siguiente metodología:

1. Realizar una prueba de desplazamiento 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.

El núcleo debe caracterizarse con sus propiedades petrofísicas, como porosidad y permeabilidad, y sus características mineralógicas para obtener un estimado de la cantidad de finos in situ presentes en él.

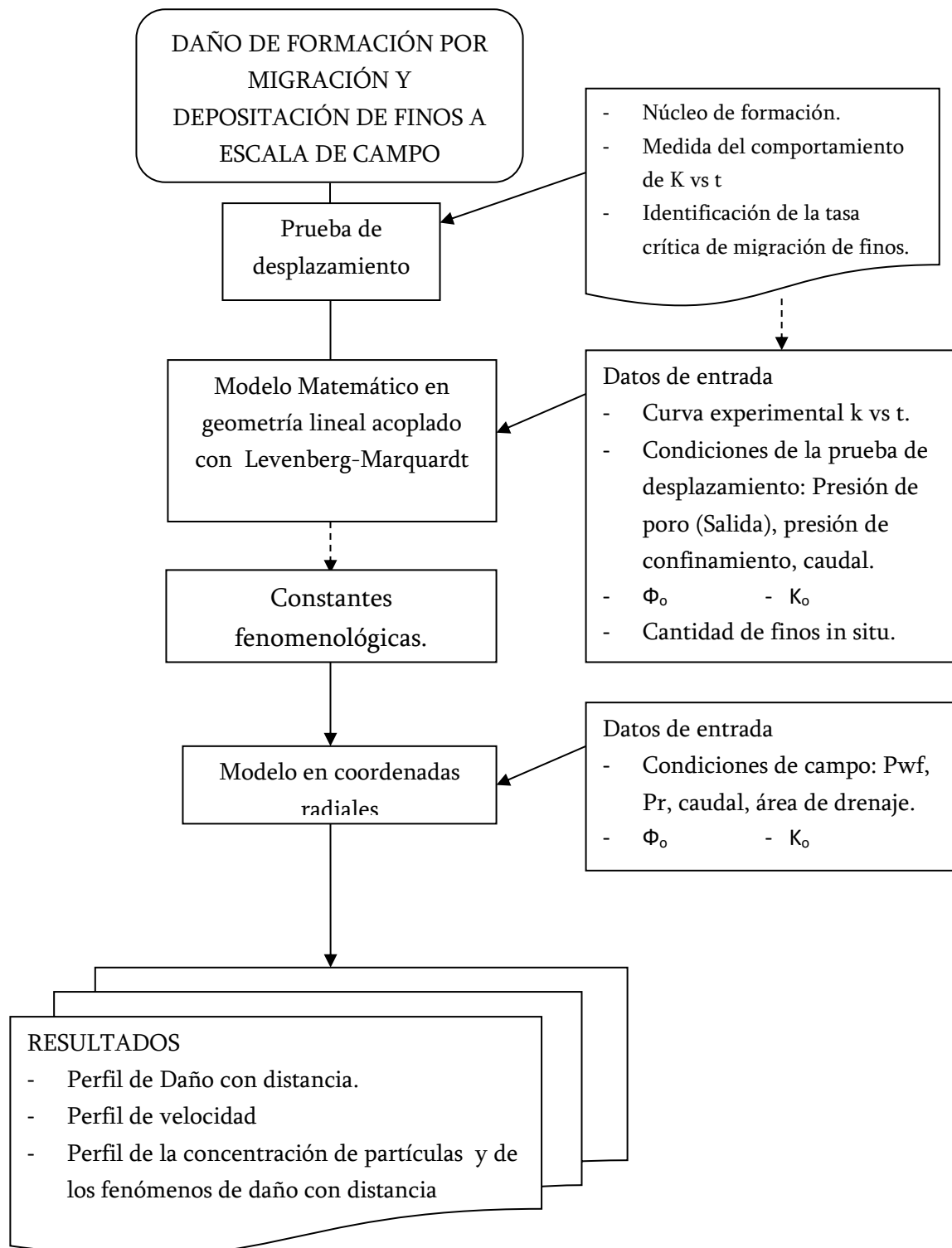
2. Desarrollar el modelo matemático de daño de formación por migración de finos de Civan [7] en geometría lineal. El modelo necesita como datos iniciales constantes fenomenológicas que se pueden ajustar a partir de los datos experimentales obtenidos en la prueba de desplazamiento más el acople del modelo de Civan y un algoritmo estadístico de ajuste, en este caso se trabaja el algoritmo de Levenberg-Marquardt.

Las constantes fenomenológicas ajustadas para el modelo lineal de Civan describen los procesos ocurridos en el medio poroso y dependen del tipo de roca y fluido, su interacción y no de la geometría de flujo. Por lo tanto estas constantes se pueden llevar a un modelo radial de daño por migración de finos que permita escalar el comportamiento del núcleo a escala de campo.

3. Desarrollar el modelo de daño de formación por migración de finos de Civan en geometría radial [8] 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.

El siguiente diagrama esquematiza la metodología implementada para caracterizar el daño por migración y deposición de finos en un yacimiento de hidrocarburos.



**Figura 2.** Diagrama de flujo algoritmo para estimar daño de formación por deposición de finos

### 3.3 Montaje Experimental y Estimación de la tasa crítica de migración de finos.

La velocidad crítica de movilización de finos existe por encima del punto donde las partículas con una adherencia débil a la superficie porosa pueden separarse por la fuerza de cizalla o de arrastre del fluido [3]. Por encima de la velocidad crítica los finos pueden moverse a través de los poros con el fluido y por condiciones mecánicas pueden formar puentes en las restricciones porosas o en las gargantas de poro, lo que ocasiona taponamiento y por ende disminución de la capacidad de flujo de la formación.

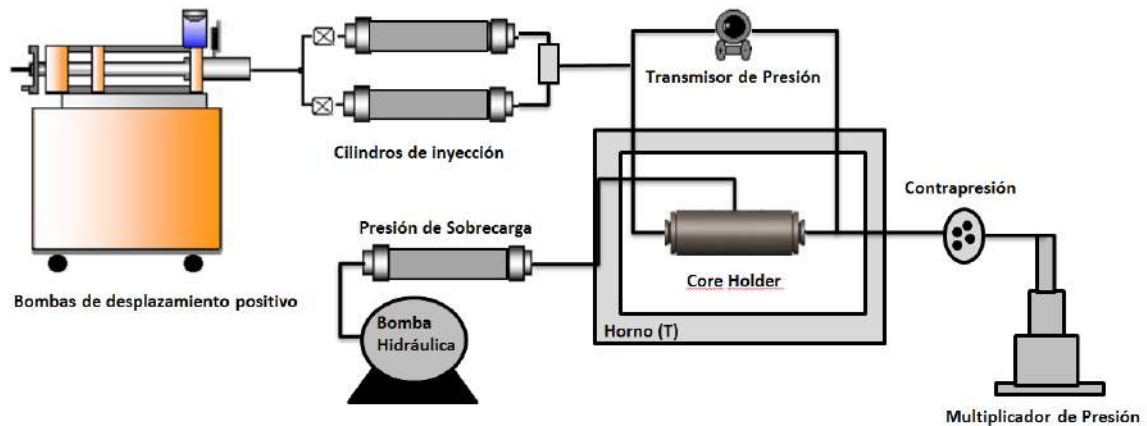
Conocer la velocidad crítica permite optimizar la tasa de producción o inyección de un pozo de hidrocarburos lo que ayudaría prevenir o reducir el daño por migración de finos. Por esta razón la velocidad se considera un factor clave para modelar el daño por fenómenos de partículas.

La tasa crítica puede medirse en laboratorio y escalarse a condiciones de campo. La prueba se base en la medición de la permeabilidad de la muestra a diferentes caudales de inyección. La velocidad o el caudal donde la permeabilidad disminuya un 10% de su valor inicial se considera la tasa crítica.

El modelo matemático de Daño deformación por migración y depositación de finos necesita como dato de entrada la curva del comportamiento de la permeabilidad medida en pruebas de laboratorio en función del tiempo. Los parámetros fenomenológicos del modelo se optimizan a partir del ajuste de la simulación a los datos experimentales. El modelo trabaja con una sola curva del comportamiento de la permeabilidad contra tiempo a un caudal específico, el caudal podría elegirse con libertad, sin embargo, se recomienda elegir el caudal crítico para que los parámetros fenomenológicos optimizados representen las condiciones donde se presentan los problemas asociados a los procesos de partículas.

La prueba experimental consiste en un desplazamiento de fluidos en un núcleo de formación, o en un empaque de arena que representa las características del yacimiento. La muestra debe caracterizarse con sus propiedades petrofísicas de porosidad, permeabilidad base y litología. El procedimiento puede resumirse en los siguientes pasos:

1. El sistema se somete a inyección a velocidad constante de un fluido con propiedades físicas y químicas conocidas, como viscosidad, densidad, contenido de finos, pH, entre otros.
2. La condición de salida del sistema se establece a presión constante. Como la tasa de inyección no varía, la presión de entrada aumenta como efecto de la reducción de porosidad y permeabilidad del medio poroso por la depositación de finos en la roca.
3. El proceso continua con la inyección de volúmenes porosos de fluido hasta que el perfil de presión no varíe o la permeabilidad del sistema permanezca estable en el tiempo. El montaje de la muestra experimental se presenta en la Figura 5.



**Figura 3.** Montaje experimental de la Prueba de desplazamiento.

4. El caudal de inyección se aumenta para medir una nueva permeabilidad asociada a la velocidad de flujo.
5. Cuando la medida entre una permeabilidad y otra disminuye más del 10%, se asume que los finos se han movilizad y han taponado el medio poroso, lo que causa daño a la muestra. Este caudal de inyección se asocia a la tasa crítica de arrastre de partículas.
6. La permeabilidad se mide a caudales mayores al de la tasa crítica para analizar los efectos del daño causado a la muestra.

### 3.4 Modelo Matemático de Civan para daño de formación en geometría lineal.

Civan et al (1989) [7]. desarrollan el modelo fenomenológico que describe todos los fenómenos que rigen los procesos de partículas basados en leyes fundamental 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 otros previamente depositados, provenientes del flujo de partículas en suspensión.

El modelo físico tiene en cuenta el daño de formación generado por procesos de partícula basados en los siguientes mecanismos [15]:

Deposición de partículas:

- Deposición Superficial.



- Remoción de partículas.
- Exclusión de partículas – taponamiento.
- Acumulación de partículas – punteo.
- Migración de finos no hinchables.

Generación de partículas en el 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.

El modelo supone flujo bifásico líquido-partícula. El fluido se considera incompresible, y fluye a través de gargantas de poro interconectadas con una distribución log-normal.

El modelo parte del balance de materia en un volumen poroso cilíndrico donde solo existe flujo en la dirección perpendicular a la radial. El balance arroja la ecuación de flujo bifásico fluido-partícula:

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

En la anterior ecuación se tienen dos parámetros  $\sigma_p$  y  $\sigma_p^*$ . El primer parámetro se conoce como tasa de depositación de finos. Este parámetro se puede calibrar experimentalmente y se puede asumir constante a tramos para efectos prácticos y de simplificación del modelo. El segundo parámetro, se conoce como tasa de generación de finos in-situ, se puede asumir constante y se considera un parámetro típico de cada roca yacimiento.  $\dot{S}$  representa la tasa de adsorción líquida.

El modelo de Civan, considera que adjunto al flujo incompresible existe adsorción de fluido en la superficie de las gargantas porosas. Para ello parte de la ecuación de difusividad:

$$\frac{\partial \rho_{l,s}}{\partial t} = D \frac{\partial^2 \rho_{l,s}}{\partial z^2} \quad (2)$$

La solución presentada por Civan (1989) se expresa con la siguiente ecuación:

$$\dot{S} = \beta \left( \rho_l - \frac{\rho_{p,f} \rho_l}{\rho_p} - \rho_{l,so} \right) / \sqrt{t} \quad (3)$$

El numerador de la ecuación anterior se puede modelar como un parámetro fenomenológico constante para simplificar el modelo y la tasa de adsorción líquida de la matriz se representaría como:

$$\dot{S} = \frac{B}{\sqrt{t}} \quad (4)$$

La reducción de permeabilidad por efecto del hinchamiento se expresa como:

$$\left(\frac{K}{K_o}\right)_{sw} = k_6 + (1 - k_6) \exp(-2ABt^{1/2}); k_6 = \frac{K_t}{K_o} \quad (5)$$

El modelo de Civan asume que la depositación de finos depende de la diferencia entre la retención de finos y el arrastre de finos:

$$\frac{\partial \sigma_p}{\partial t} = r_r - r_e \quad (6)$$

La retención de finos se modela como un fenómeno cinético:

$$r_r = k_1 C_p v \phi \rho_p \quad (7)$$

Donde  $k_1$  representa una constante fenomenológica que no es fácil de ajustar de forma experimental y debe ajustarse con métodos estadísticos.

En contraste, el fenómeno de arrastre de finos se considera de carácter hidrodinámico y se modela mediante:

$$\begin{aligned} r_e &= k_2 \sigma_p \left[ \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right) - \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr} \right]; \text{ si } \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right) > \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr} \\ r_e &= 0; \text{ si } \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right) \leq \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr} \end{aligned} \quad (8)$$

Donde  $k_2$  representa una constante fenomenológica. A partir de la ecuación se concluye que existe arrastre cuando el negativo del gradiente de presión alcanza un valor superior al negativo del gradiente crítico. Dicho gradiente crítico, no se puede calcular de manera experimental debido a la complejidad del fenómeno. Este parámetro debe ser supuesto y ajustado por métodos estadísticos.

La posibilidad de la generación de finos in situ se considera y es modelada con ecuaciones análogas a la depositación:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sigma_p^*}{\partial t} &= -k_3 \sigma_p^* \left[ 1 - \frac{1}{\exp(k_4 t^{1/2})} \right] \frac{1}{\exp(k_5 \sigma_p)} \left[ \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right) - \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}^* \right]; \text{ si } \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right) > \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}^* \\ \frac{\partial \sigma_p^*}{\partial t} &= 0; \text{ si } \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right) \leq \left( -\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}^* \end{aligned} \quad (9)$$

Con esta ecuación se han introducen cuatro parámetros al modelo: Tres constantes fenomenológicas y un caudal crítico de generación de finos in situ. Estos parámetros deben ser ajustados por métodos estadísticos, a menos que se suponga constante la tasa de generación de finos.

Con los anteriores modelos se debe unificar el efecto conjunto del hinchamiento, la depositación y la generación in-situ en la disminución de porosidad:

$$\phi = \phi_o - \phi_p - \phi_{sw} \quad (10)$$

Donde  $\phi_p$  corresponde a la disminución por depositación y  $\phi_{sw}$  a la disminución por hinchamiento.

La disminución en permeabilidad se calculada mediante:

$$\left( \frac{k}{k_o} \right) = \left( \frac{\phi}{\phi_o} \right)^3 \quad (11)$$

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

$$k_1, k_2, \left( \frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr} \quad \text{Parámetros por depositación.}$$

$$k_3, k_4, k_5, \left( \frac{\partial P}{\partial x} \right)_{cr}^*, \sigma_p^* \quad \text{Parámetros por generación.}$$

$$k_6, B, 2AB \quad \text{Parámetros por hinchamiento.}$$

El modelo de Civan puede tener cierto grado de complejidad en el ajuste de los parámetros fenomenológicos. Sin embargo, El modelo puede simplificarse al despreciar parámetros o términos de flujo y unificar fenómenos, lo que facilita la caracterización del daño y la obtención de los perfiles bajo diferentes condiciones de frontera y de flujo. Se proponen las siguientes alternativas:

- Suponer constante la tasa de generación de finos in situ y sumirla como un parámetro: 7 parámetros
- Suponer que el hinchamiento genera una perturbación depreciable en las áreas de flujo: 6 parámetros.
- Suponer que no se tiene hinchamiento, y asumir la tasa de generación de finos in situ constante: 4 parámetros.
- Suponer que existe hinchamiento, generación y depositación: 11 parámetros.

El sistema de ecuaciones del modelo matemático presenta alta no-linealidad. El modelo debe resolverse de forma simultánea mediante métodos implícitos en diferencias finitas. La aproximación en diferencias finitas, para resolver las ecuaciones de presión y de concentración de partículas, genera un sistema tridiagonal que se puede resolver por el algoritmo de thomas.

### 3.5 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 del fenómeno de depositación. Con el modelo estadístico se desarrolla un procedimiento automático para optimizar la estimación de parámetros y obtener una simulación en el tiempo del fenómeno de depositación.

El modelo de Levenberg-Marquardt se utiliza para estimar los parámetros. El método de Levenberg-Marquardt consiste en una técnica de naturaleza iterativa, que intenta optimizar parámetros de un modelo de ajuste mediante la minimización de una alguna función de error conocida. Así, supóngase que se desean optimizar los parámetros de un modelo dado por:

$$y(t) = f(t; \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_{NP}) \quad (12)$$

Donde  $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_{NP}$  corresponden a los parámetros del modelo y  $t$  corresponde a la variable independiente. Supóngase además que se tiene un conjunto de datos de entrada para la variable dependiente e independiente:

$$y_{EXP} \begin{pmatrix} t_{EXP,1} \\ \vdots \\ t_{EXP,ND} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} y_{EXP,1} \\ \vdots \\ y_{EXP,ND} \end{pmatrix} \quad (13)$$

Definiendo el vector  $\beta$  como el vector que almacena los parámetros, se tiene:

$$\beta = [\beta_1 \dots \beta_{NP}] \quad (14)$$

En el método de Marquardt-Levenberg, 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.

### 3.6 Validación del modelo de Daño de migración de finos en geometría lineal.

Para validar el modelo de daño por migración y depositación de finos en un medio poroso se necesita una prueba de desplazamiento de fluido en un medio poroso en laboratorio donde se calcule la caída de permeabilidad en el tiempo debido a los mecanismos de depositación de finos en la roca.

#### 3.5.1. Procedimiento experimental.

En el capítulo 3.4. se esquematiza el protocolo de la prueba experimental para medir la caída en permeabilidad asociada a los procesos de partículas. Los datos obtenidos después de realizar la prueba se representan como el cambio de la permeabilidad respecto a los volúmenes porosos inyectados de fluido para una muestra de roca a una tasa de inyección constante.

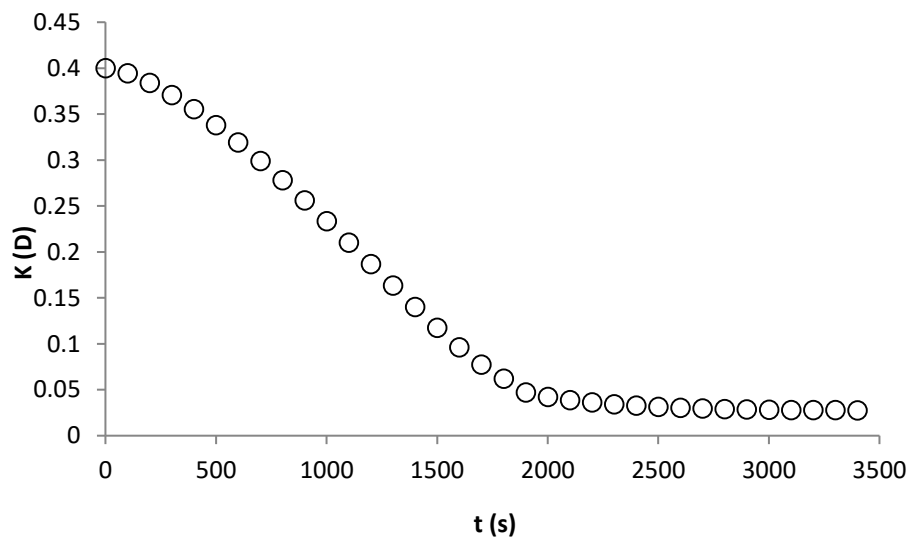
La Tabla 1 presenta como ejemplo los datos de la prueba experimental tomada de la literatura de Khilar and Floger (1983) [4].

**Tabla 1.** Datos de la prueba experimental - Khilar and Floger.

Condiciones	Unidades	Khilar and Floger
Longitud del núcleo	cm	5,08
Tiempo final de la prueba	seg	3500
Concentración del fluido inyectado	g/cc	0
Porosidad inicial	%	19
Permeabilidad inicial	D	0,4
Viscosidad del fluido inyectado	cP	0,8
Densidad del líquido	g/cc	1

Densidad de partículas	g/cc	2,5
Velocidad (tasa de inyección constante)	cm/seg	0,0071
Presión de salida	atm	1
Presión inicial del medio	atm	4

La Figura 4 muestra los resultados de permeabilidad contra tiempo de una prueba de desplazamiento experimental caracterizada con los datos de la tabla anterior. La prueba consiste en la inyección de una suspensión limpia en un medio poroso con arcilla a tasa constante. El proceso involucra deposición superficial y taponamiento.



**Figura 4.** Resultados Prueba experimental – Prueba Khilar and Floger[4].

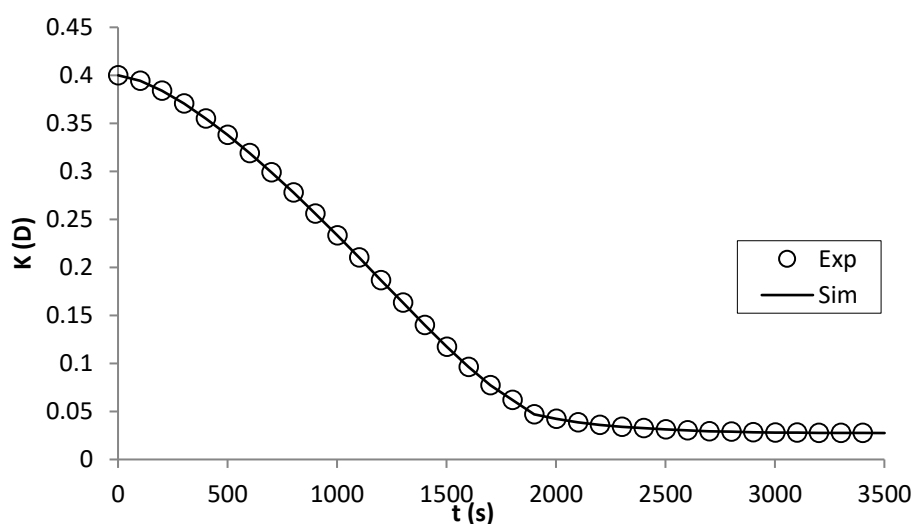
### 3.5.2. Validación del Modelo de Daño de Civan en geometría lineal.

El modelo de daño de formación por migración y deposición de finos de Civan se sistematiza en una aplicación en lenguaje computacional Fortran 90 que implementa algoritmos simples por medio de varias sub-rutinas para la solución del modelo y que permite ejecutar el simulador a diferentes casos.

Para validar el modelo de daño de Civan se reproduce el ejemplo de literatura de Khilar and Floger (1983) [4] que presenta resultados publicados para cotejar la versión programada. Las Tablas 2 y 4 presentan los datos de arranque del simulador que incluye las constantes fenomenológicas y la Figura 7 muestra los resultados.

**Tabla 2.** Datos para las constantes de la prueba de la literatura de Khilar and Floger.

CONSTANTES	Nomenclatura	Unidades	K&F
Deposición Superficial	k1	cm <sup>2</sup> /g	6,4
Arrastre de Partículas	k2	cm/atm.seg	0,000000001
Generación de partículas hinchables	k3	cm/atm.seg	0,095
Movilización de finos	k4	seg <sup>-1/2</sup>	0,0079
Erosión de finos	k5	cc/g	0
Relación de K por hinchamiento	k6	fracción	1,7
Absorción líquida	B	g/cc.seg <sup>1/2</sup>	0,000012
Hinchamiento	2AB	seg <sup>-1/2</sup>	0,0001
Contenido potencial de partículas hinchables	$\sigma_p^*$	g/cc.seg <sup>1/2</sup>	0,37
Gradiente de presión crítico para el arrastre	$\delta p / \delta L)_{cr}$	atm/cm	0
Gradiente de presión crítico para la generación	$\delta p / \delta L)_{cr}^*$	atm/cm	0



**Figura 5.** Validación del modelo- resultados de literatura Khilar and Floger (1083).

De la Figura 5 podemos observar que el modelo reproduce los datos experimentales con un error cuadrático residual de  $1.14E-008$ . En este caso prevalece el mecanismo de deposición superficial y se refleja en el valor de su constante, que corresponde a  $6.4\text{cm}^2/\text{g}$  y representa una mayor magnitud respecto a las demás constantes (Tabla 2). La constante de arrastre de finos se aproxima a cero por lo que se deduce que el mecanismo no predomina en este medio poroso. Entre los fenómenos de daño también se encuentra el hinchamiento de partículas arcillosas que va acorde a la composición del medio que posee cierta cantidad de finos con potencial de hinchamiento.

La prueba experimental pretendía demostrar la liberación de los finos de la superficie porosa y su posterior depositación en las gargantas para generar bloqueo y así disminución en la permeabilidad.

### 3.5.3. Validación del Modelo de Daño de Civan en geometría lineal con el acople al algoritmo de Levenberg-Marquardt.

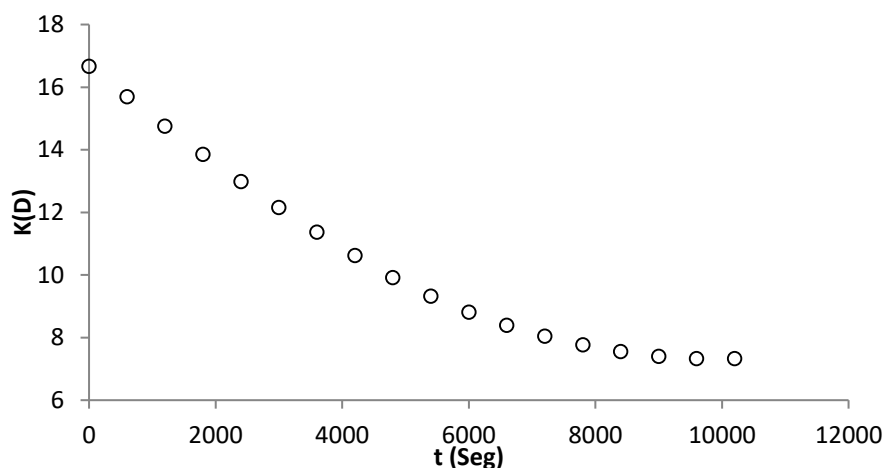
La prueba experimental de desplazamiento entrega el cambio en permeabilidad con el tiempo debido a la migración y depositación de finos. En esta prueba, y en general en laboratorio, no se puede medir de forma cuantitativa el valor de las constantes fenomenológicas de daño del modelo de Civan, solo se podría tener un estimativo de la fuente de daño. Como el modelo de Civan necesita el valor de las constantes para iniciar la simulación estas deben ajustarse a partir de los datos experimentales con un método estadístico. El método estadístico de Levenberg-Marquardt se acopla al modelo de Civan para cumplir la función de ajuste. En la sección 3.4 y en el Anexo B se describe la metodología del método de Levenberg-Marquardt.

Para validar el modelo de Civan con Levenberg-Marquardt se toma la prueba del Empaque R1 presentada en el artículo “Construcción de un modelo para caracterizar daño por procesos de partículas en formaciones productoras” [15]. La prueba consiste en el desplazamiento de una suspensión de  $\text{CaCO}_3$  en salmuera a una concentración de 900 NTU, en un empaque de arena Ottawa 50/60, con inyección a tasa constante. La Tabla 3 presenta las propiedades del empaque y la Figura 6 el resultado de la prueba de desplazamiento.

**Tabla 3.** Propiedades del Empaque R1.

Condiciones	Unidades	Empaque R1
Longitud del núcleo	cm	7,38
Tiempo final de la prueba	seg	10200
Concentración del fluido inyectado	g/cc	0,0004585
Porosidad inicial	%	37
Permeabilidad inicial	D	16,667
Viscosidad del fluido inyectado	cP	1,0
Densidad del líquido	g/cc	1,0
Densidad de partículas	g/cc	2,48
Velocidad (tasa de inyección constante)	cm/seg	0,592
Presión de salida	atm	1
Presión inicial del medio	atm	1,5



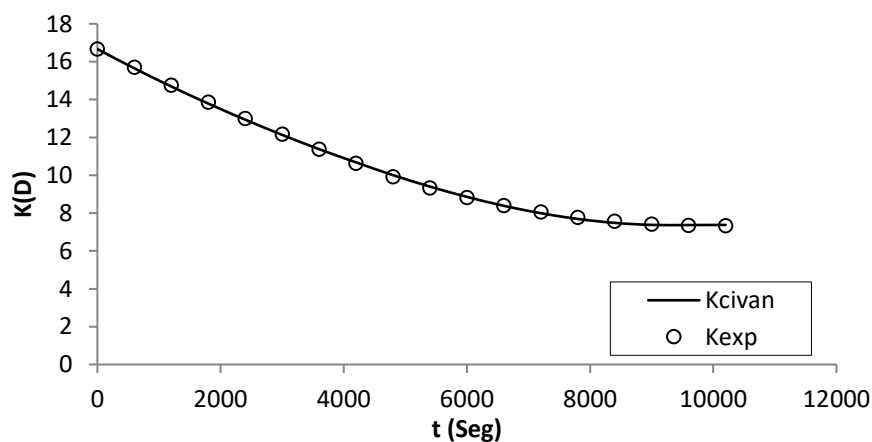


**Figura 6.** Comportamiento de la permeabilidad en el tiempo para el Empaque R1.

Para esta muestra se estudia primero la depositación como mecanismo de Daño. El simulador pide un valor estimativo de las constantes iniciales para comenzar a correr y el método acoplado de Civan con Levenberg-Marquardt ajusta el valor acorde a los datos experimentales. La Tabla 4 presenta los valores de ingreso al simulador y los valores corregidos al final de la corrida. La Figura 7 presenta los resultados de la simulación.

**Tabla 4.** Constantes fenomenológicas de Depositación estimadas para el Empaque R1.

DEPOSITACIÓN		
Constantes	Valores corregido con LM.	Valores iniciales
$k_1$	0,2740883	0,7000000
$k_2$	0,0833373	0,2000000
$\delta p / \delta L)_{cr}$	0,0775191	0,1000000



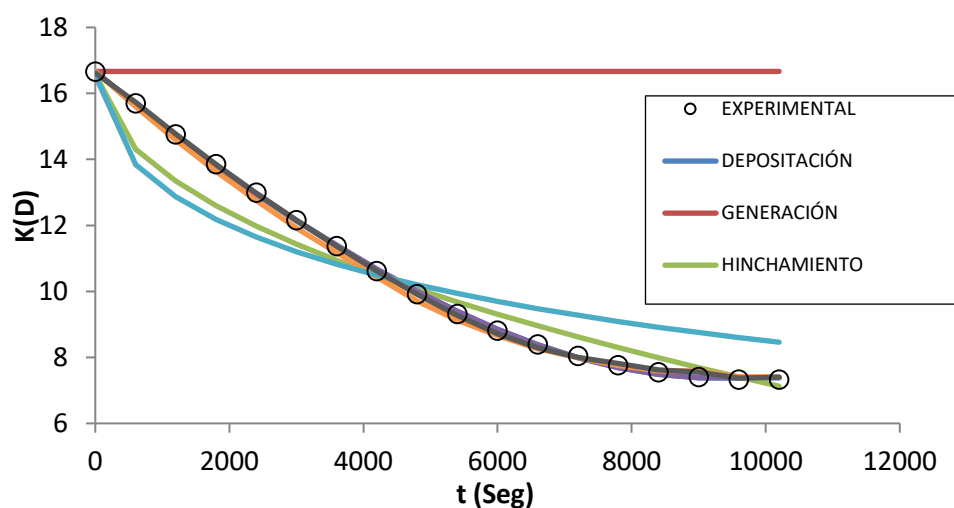
**Figura 7.** Simulación del fenómeno de depositación para el Empaque R1.

De la Figura 7 se puede confirmar la eficacia 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  $5,35\text{e-}02$  respecto a los datos experimentales y un coeficiente de correlación  $R^2$  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.

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. En la Tabla 5 se presentan los valores de las constantes fenomenológicas según cada caso. El menor error cuadrático residual lo presenta el caso de depositación superficial. Mientras que el mecanismo de generación por sí solo no es capaz de causar el daño presente en el empaque y por ende presenta el mayor error cuadrático residual, correspondiente a 836. El modelo que incluye los tres fenómenos presenta un error de 0.069, lo que representa un buen ajuste; sin embargo algunas constantes toman valores negativos y en términos físicos esto no representa el modelo. La Figura 8 presenta el comportamiento de las diferentes combinaciones de daño, correspondientes a los datos de la Tabla 5.

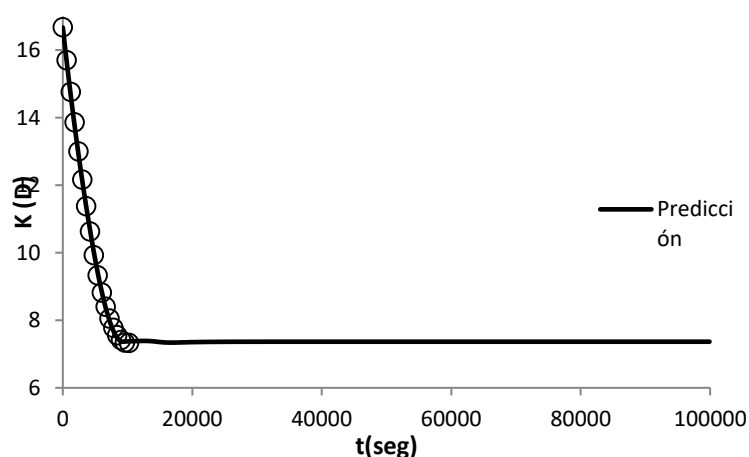
**Tabla 5.** Valor de las constantes fenomenológicas para cada tipo de daño - Empaque R1.

		Depositación	Generación	Hinchamiento	D-H	D-G	G-H	D-G-H
D	k1	0,2740883			0,298655	0,329236		0,3845841
	k2	0,0833373			0,089944	3,276523		2,0430018
	$\delta p / \delta L)_c$ r	0,0775191			0,076309	0,078070		0,0821289
G	k3		0,5000000 0			0,033371	0,8000	0,6147994
	k4		0,3000000 1			0,797590	0,3000	- 0,2927620
	k5		0,3000000 1			0,099006	0,4000	- 0,0067886
	$\delta p / \delta L)_c$ r*		0,5000000 0			2,306021	0,8000	1,3932838
	$\sigma_p^*$		0,0010000 0			0,024279	0,1000	0,5172565
H	k6			-11,222013	0,194653		0,2351	1,0780505
	2AB			0,000475	-0,00027		0,0102	0,0102638
	B			4,000000	0,232591		0,0300	- 0,8184790
Error Cuadrático Residual		5,35E-02	836,66	8,89245	0,05099	0,463075	24,873	0,06439



**Figura 8.** Simulación de cada tipo de daño para el Empaque R1.

Se comprueba que el método implementado puede representar y reproducir el daño de formación por migración y depositación de finos. Para el empaque R1 se concluye que el mejor ajuste corresponde al modelo de depositación superficial y se puede proceder a realizar un estudio de predicción de la disminución de permeabilidad en el tiempo con las constantes ajustadas. La prueba de laboratorio dura 2 horas y 50 minutos, y la Figura 9 presenta la predicción hasta un tiempo aproximado de 27 horas. Se observa que la disminución de la permeabilidad se estabiliza con el tiempo alrededor de 7,3D. La permeabilidad disminuye en total de 16D a 7D por el efecto causado de la depositación superficial de finos en el medio poroso, lo que permite la identificación de información valiosa para construir decisiones que puedan ayudar a prevenir o remediar este daño en campo.

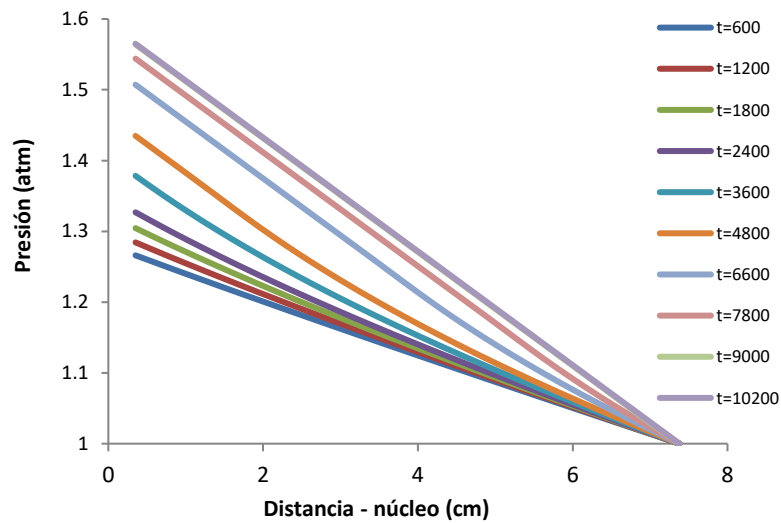


**Figura 9.** Predicción del Daño de Formación por depositación – Empaque R1.

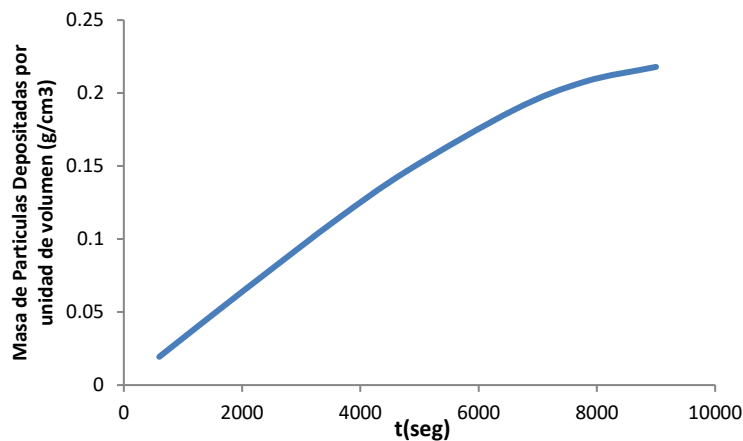
El modelo de Civan permite además observar y evaluar diferentes fenómenos asociados al daño de formación de finos con el tiempo de la prueba y con la distancia de la muestra. La

Figura 10 presenta el comportamiento de presión con la distancia para diferentes tiempos de prueba, la Figura 11 y 12 presentan el comportamiento de la masa depositada de finos y la concentración de los mismos en el medio poroso con el tiempo.

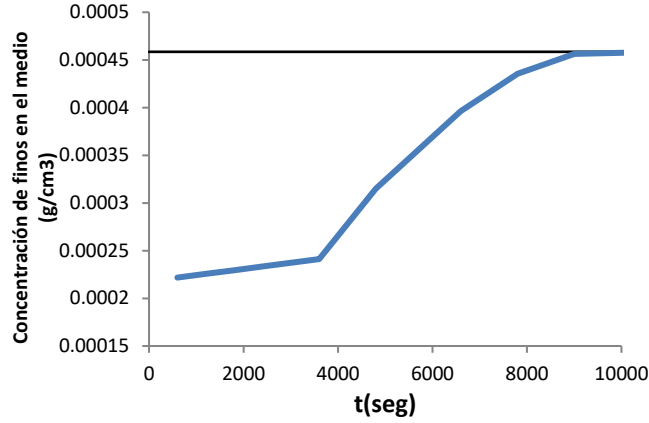
La presión a la salida del núcleo se fija constante, por ende la presión a la entrada aumenta conforme aumenta la depositación de finos y disminuye la capacidad de flujo de la muestra. La concentración de finos en el medio aumenta con el tiempo hasta alcanzar el valor de la concentración que presenta el fluido de inyección, por esta razón se estabiliza la cantidad másica de finos depositados y la presión en el medio.



**Figura 10.** Comportamiento de la presión con la distancia– Empaque R1.



**Figura 11.** Masa de partículas depositadas en el tiempo – Empaque R1.



**Figura 12.** Concentración de finos en el medio poroso en el tiempo – Empaque R1.

### 3.7 Modelo Matemático de daño de formación por migración y depositación de finos de Civan en geometría radial [8].

El balance de materia para la fase líquida y la fase partículas en un sistema radial arrojan en orden las siguientes ecuaciones:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho_l u_l) + \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_l) + \dot{S} = 0 \quad (155)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho_p u_p) + \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_p) + g_p = 0 \quad (16)$$

En las ecuaciones anteriores el subíndice l simboliza la fase líquida y el p, las partículas, r representa el radio del sistema,  $\rho$  la concentración másica, y u el flujo volumétrico total en suspensión. En la ecuación 15,  $\dot{S}$  representa el flujo másico del fluido absorbido por las arcillas hinchables. En la ecuación 16,  $g_p$  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:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho_{p,f} u_p) + \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_{p,f}) + \dot{\sigma}_p + \dot{\sigma}_p^* = 0 \quad (17)$$

En la anterior ecuación  $\sigma_p$  se conoce como tasa de depositación de finos y  $\sigma_p^*$  como tasa de generación de finos in-situ.

La combinación de la ecuación de Darcy, el balance de materia para la fase líquido (Ecuación 15) y el balance de materia para la fase partículas (Ecuación 16) produce la siguiente ecuación que describe la variación de presión y las velocidades en la región cercana al pozo.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{rk}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial \phi}{\partial t} + \frac{\dot{\sigma}_p + \dot{\sigma}_p^*}{\rho_p} + \frac{\dot{S}}{\rho_l} \quad (18)$$

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 3.4 donde se expone el modelo lineal y no requieren transformación de coordenadas.

Este modelo en coordenadas radiales permite calcular el factor de daño “Skin”. La disminución de la permeabilidad debido a la migración de finos y el hinchamiento de arcillas se cuantifica como un factor skin o factor de daño positivo. 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:

$$s = \left( \frac{k_e}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_s}{r_e} \right) \quad (19)$$

Donde  $s$  representa el factor de daño,  $K_s$  la permeabilidad promedio de la zona altera,  $K_e$  la permeabilidad inicial del medio,  $r_w$  el radio del pozo y  $r_s$  el radio de la zona dañada.

La permeabilidad local durante el proceso de daño no se distribuye uniformemente en la zona de skin o daño, pero la alteración se considera una función de la distancia  $K_s=K(r)$ . La  $K_s$  o permeabilidad promedio de la zona de daño alrededor del pozo se puede determinar con la siguiente expresión [10]:

$$K_s = \frac{\ln \left( \frac{r_s}{r_e} \right)}{\int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r(kr)}} \quad (20)$$

Donde el radio de la zona dañada  $r_s$  se calcula como una función del tiempo, considerando la distancia radial donde la permeabilidad se ha reducido un 0,1% [10].

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:

$$Q_{Finos,salida} = A_r \int_0^t \rho_{p,f,out} u_{out} dt \quad (21)$$

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, o a un radio 0.

### 3.8.1. Tratamiento Numérico del modelo de ecuaciones en geometría radial.

Una transformación de las ecuaciones en flujo radial se considera necesaria para utilizar la misma solución numérica del modelo lineal. Solo las ecuaciones de transporte de partículas y del comportamiento de presión requieren transformación de geometría radial a lineal para ser susceptibles a la técnica de solución de flujo lineal.

La transformación se realiza usando la variable espacial adimensional dada como:

$$v = \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (22)$$

La ecuación (17) puede escribirse como:

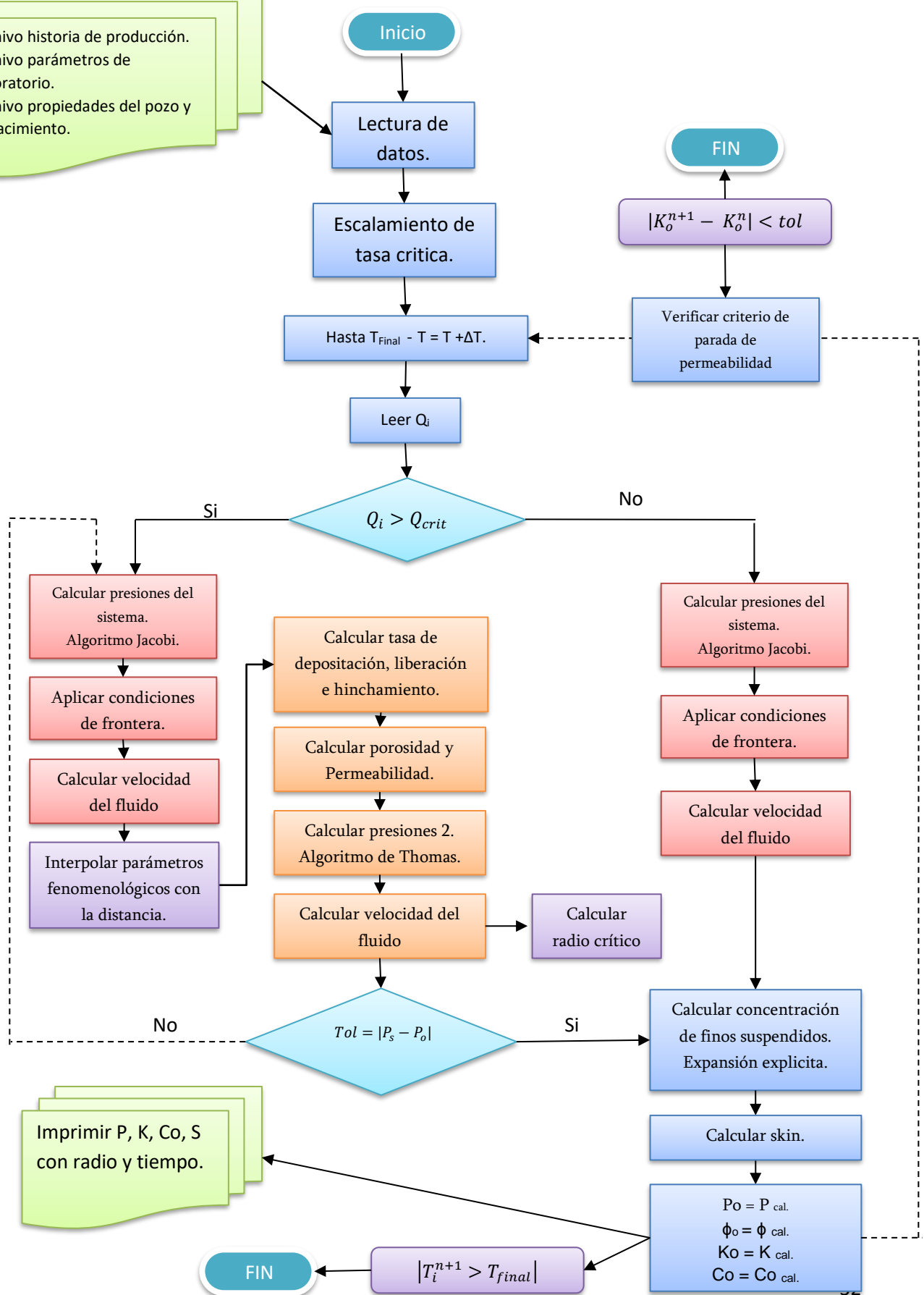
$$\frac{\partial}{\partial v}(\rho_{p,f} u_p) + \rho_{p,f} u_p + r_w \exp(v) + \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_p + \dot{\sigma}_p + \dot{\sigma}_p^*) = 0 \quad (23)$$

La ecuación (18) puede escribirse como:

$$\frac{\partial}{\partial v}\left(\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial v}\right) = r_w^2 \exp(v) \left[ \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_p + \dot{\sigma}_p + \dot{\sigma}_p^*) + \frac{\dot{S}}{\rho_l} \right] \quad (24)$$

El modelo anterior puede ahora resolverse con el mismo sistema del modelo lineal, es decir, una solución simultánea en diferencias finitas por el método de solución del algoritmo de Thomas. El siguiente diagrama presenta el algoritmo computacional del modelo de Civan en coordenadas radiales para la migración y depositación de finos.

- archivo historia de producción.
- archivo parámetros de laboratorio.
- archivo propiedades del pozo y del yacimiento.





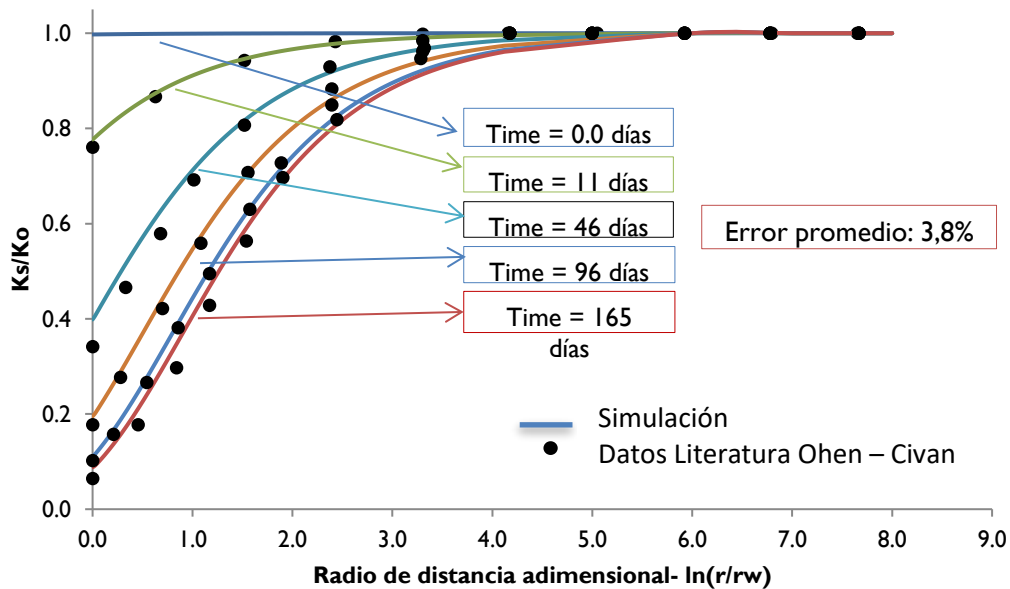
### 3.8 Validación del modelo computacional en geometría radial

El modelo matemático y computacional en coordenadas radiales de daño por migración y deposición de finos se valida con los datos de literatura presentados en el paper SPE 21675 “Predicting Skin Effects due to formation Damage” de Ohen et al [8]. Los datos de inicio del algoritmo computacional se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 2.** Datos de Entrada para la validación

Datos de entrada		Valor
Porosidad	$\Phi_0$	0.476
Permeabilidad	$K_0$ (mD)	153
Delta de Presión	$\Delta P$ (atm)	1.36
Viscosidad del fluido	$\mu$ (cp)	1
Longitud del medio	$L$ (cm)	15.2
Diámetro del pozo	$d$ (cm)	3.81
Constante de deposición (cm <sup>2</sup> /g)	$k_1$	5.73E-03
Constante de arrastre (cm/atm.seg)	$k_2$	0
Gradiente de presión crítico para el arrastre (atm/cm)	$k_3$	0

En la Figura 14 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 deposición 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 14.** Validación – Cambio de la permeabilidad con el tiempo.

El error promedio encontrado entre los datos de la simulación y los datos reportados en literatura se estima alrededor del 3.8%. El valor del error promedio indica que hay un ajuste

bueno y por lo tanto se puede concluir que el modelo construido y programado funciona de forma correcta.

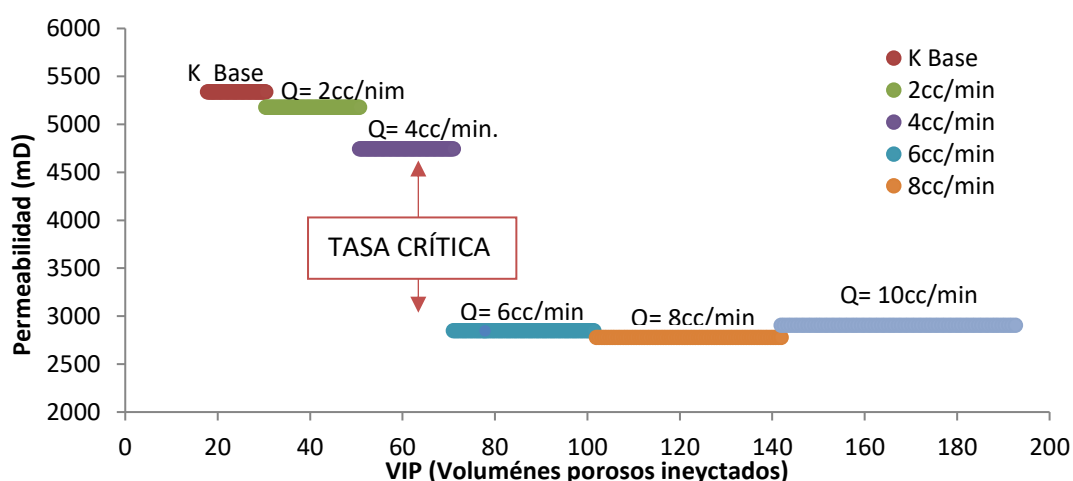
### 3.9 Aplicación de la metodología a un caso de estudio.

En el Laboratorio de Yacimientos de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín se realiza una prueba de desplazamiento en un núcleo de una formación colombiana para encontrar la tasa crítica de migración de finos. La Tabla 7 presenta las condiciones de la prueba.

**Tabla 3.** Condiciones de la prueba de Tasa Crítica- Caso de estudio.

Condiciones	Unidades	
Longitud del núcleo	cm	6,54
Tiempo final de la prueba	seg	8400
Concentración del fluido inyectado	g/cc	0
Porosidad inicial	%	24
Permeabilidad inicial	D	5,37
Viscosidad del fluido inyectado	cP	1
Densidad del líquido	g/cc	1
Densidad de partículas	g/cc	2,48
Presión de salida	atm	133,58
Presión inicial del medio	atm	232,01

La prueba consiste en medir la permeabilidad, como se explicó en la sección 3.4, a varios caudales de inyección, con el fin de encontrar la tasa crítica de migración de finos. La Figura 15 presenta los resultados experimentales.



**Figura 15.** Medida de la permeabilidad al agua a varios caudales – Caso de estudio.

La Figura 15 presenta la medida de la permeabilidad contra volúmenes porosos inyectados, que representan tiempo de inyección, para diferentes caudales. La tasa crítica se estima en el rango de caudales de 4 a 6cc/min, donde la permeabilidad cae de 4744mD a 2846mD, es decir,

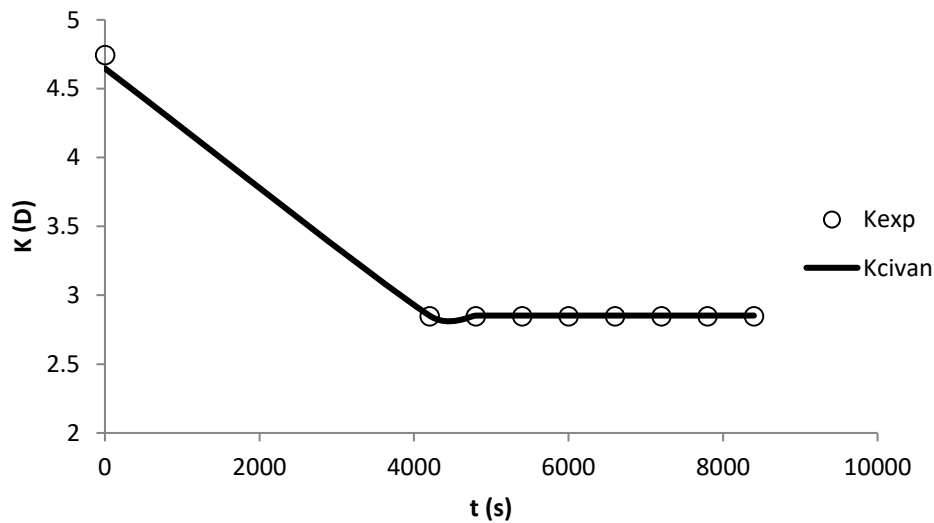
alrededor de un 40%. Esta caída representa un taponamiento de las gargantas de poro por el flujo y deposición de finos que disminuye la capacidad de flujo de la muestra.

Con el aumento de caudal por encima del rango crítico, la muestra no recupera permeabilidad por lo que se asume que las gargantas de poro continúan taponadas y el puenteo formado por los finos se considera fuerte o estable.

### 3.9.1 Ajuste del modelo en geometría lineal

Para este módulo de simulación se trabaja con la curva experimental correspondiente al caudal de 6cc/min que pertenece al rango crítico o se considera la tasa crítica. El modelo computacional de daño de formación por finos se corre con las mismas condiciones de la prueba experimental (Tabla 7). La Tabla 8 presenta las constantes fenomenológicas del modelo optimizadas a partir del ajuste estadístico de la curva experimental. La Figura 16 presenta los resultados del ajuste.

Tabla 4. Constantes fenomenológicas ajustadas – Caso de Estudio		
Constantes fenomenológicas		Valor
Constante de deposición superficial	cm <sup>2</sup> /seg	0,2496057
Constante de arrastre	cm/atm.seg	0,00E+00
Gradiente crítico de presión	atm/cm	5,25E-02



**Figura 1.** Ajuste de la curva experimental con el modelo lineal de daño –Caso de estudio.

El modelo matemático de Civan acoplado a Levenberg-Marquardt debió iterar 401 veces hasta encontrar la tripleta de constantes fenomenológicas que cumpliera la condición de convergencia del método. El ajuste entre los datos experimentales y la simulación presentó un error cuadrático residual de  $9,71\text{e-}3$ . La magnitud del error permite concluir que las constantes optimizadas y el modelo de daño representan los fenómenos que ocurren en el medio.

La magnitud de las constantes sugiere que en el medio predomina la depositación superficial, que causa un taponamiento o puenteo de finos en las gargantas de poro. La constante de arrastre presenta un valor nulo, lo que sugiera que la velocidad de flujo no tiene la capacidad de remover finos y transportarlos, por lo tanto la depositación se considera un fenómeno acumulativo en el tiempo hasta una cantidad máxima donde se estabiliza el sistema.

El gradiente de presión crítico optimizado presenta un valor de  $5,25 \times 10^{-2}$  atm/cm, correspondiente a 23,46 psi/ft, que indica que por encima de este valor las condiciones de flujo y presión favorecen la movilización de los finos en el medio.

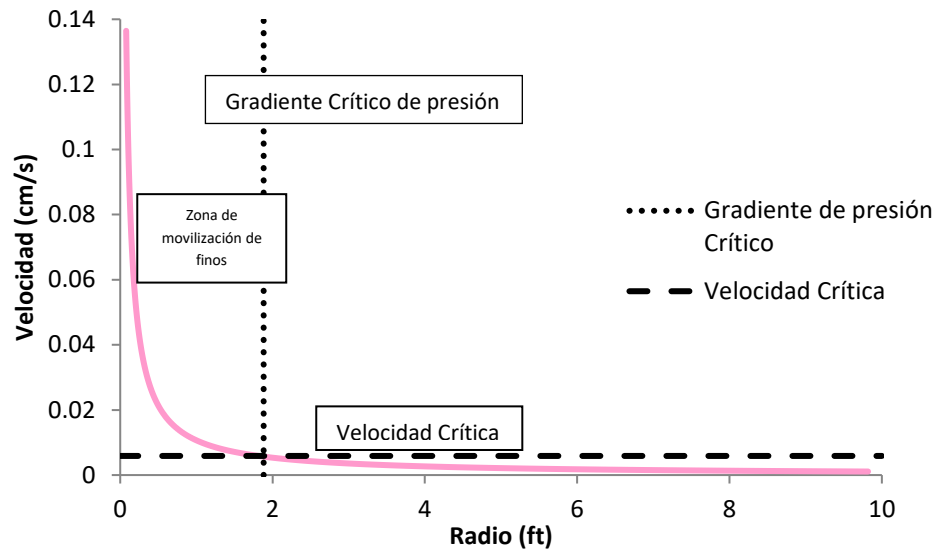
Se puede concluir que las constantes representan los procesos de partículas ocurridos en el medio poroso en estudio, y por tanto pueden ser llevadas a escala de campo.

### **3.9.2 Escalamiento del modelo en geometría radial**

Las condiciones de la prueba experimental en el núcleo se llevan a escala de campo, a un sistema en coordenadas radiales que pueda representar un perfil de velocidad con el radio medido desde el pozo. Como se mencionó, la velocidad se considera un factor importante en el daño por proceso de partículas, debido a que su magnitud permitirá la movilización y arrastre de finos en el medio poroso. En la prueba en núcleo la velocidad permanece constante en todo el sistema. En el modelo radial, al variar el área transversal de flujo y afectada por una caída de presión, la velocidad aumentará a medida que el flujo se acerca a la cara del pozo y por lo tanto el daño se concentrará en esta zona.

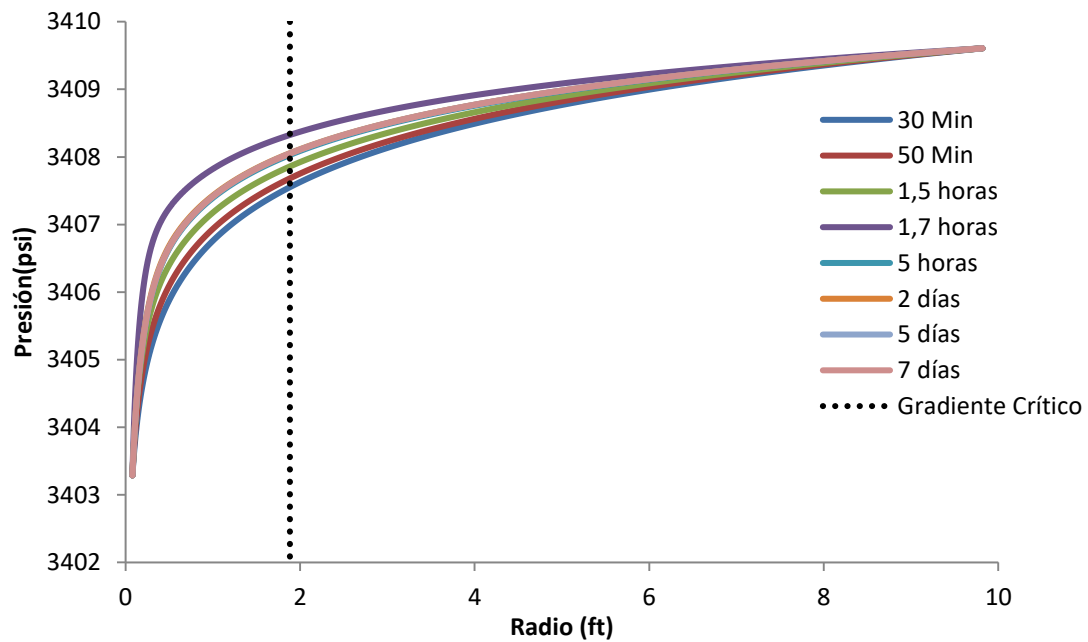
Las condiciones iniciales del simulador se establecen iguales a las del modelo radial (Tabla 8), pero la distancia se modifica a 10 pies con un radio de pozo de 4 pulgadas.

La Figura 17 presenta el perfil de velocidad contra radio, simulado con el modelo de daño en coordenadas radiales. El pozo se encuentra ubicado en el radio 0. A radios lejanos de la cara del pozo, la velocidad de flujo se considera muy baja y por lo tanto los finos no se desprenden ni se movilizan. A medida que el flujo se acerca al pozo, el área transversal disminuye hasta un punto crítico por encima del cual la velocidad será lo suficientemente alta para arrastrar finos. Esta velocidad se considera la velocidad crítica y por encima de ella se asocian los procesos de partículas que producirán un daño de formación.



**Figura 17.** Perfil de velocidad – Caso de estudio.

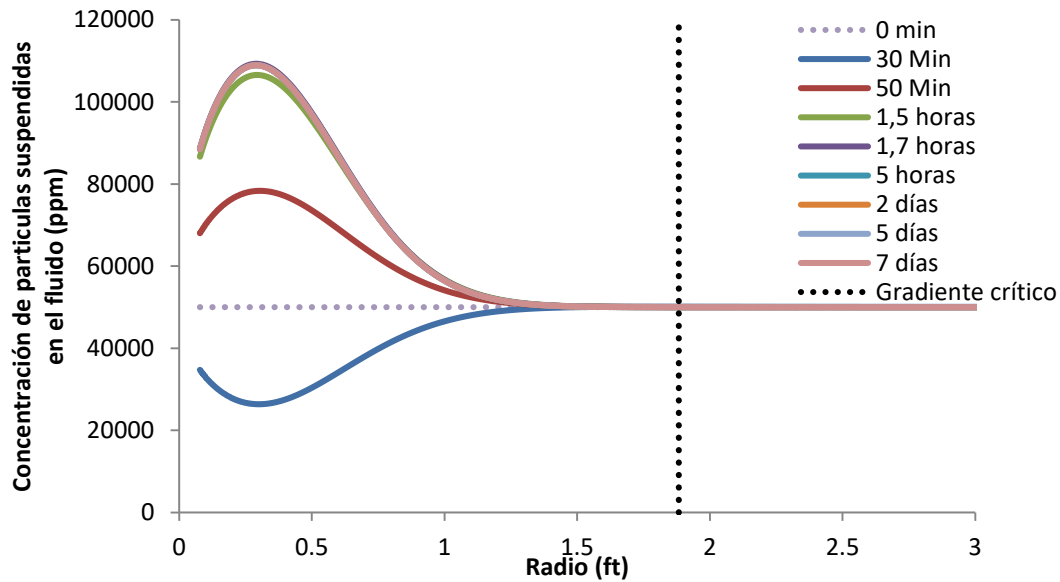
La Figura 18 presenta el comportamiento del perfil de presión a lo largo de un área de drenaje. El perfil de presión se desplaza hacia arriba en la zona crítica o aumenta, debido al taponamiento por finos del medio poroso que ocasiona una presurización del sistema.



**Figura 18.** Perfil de presión – Caso de estudio.

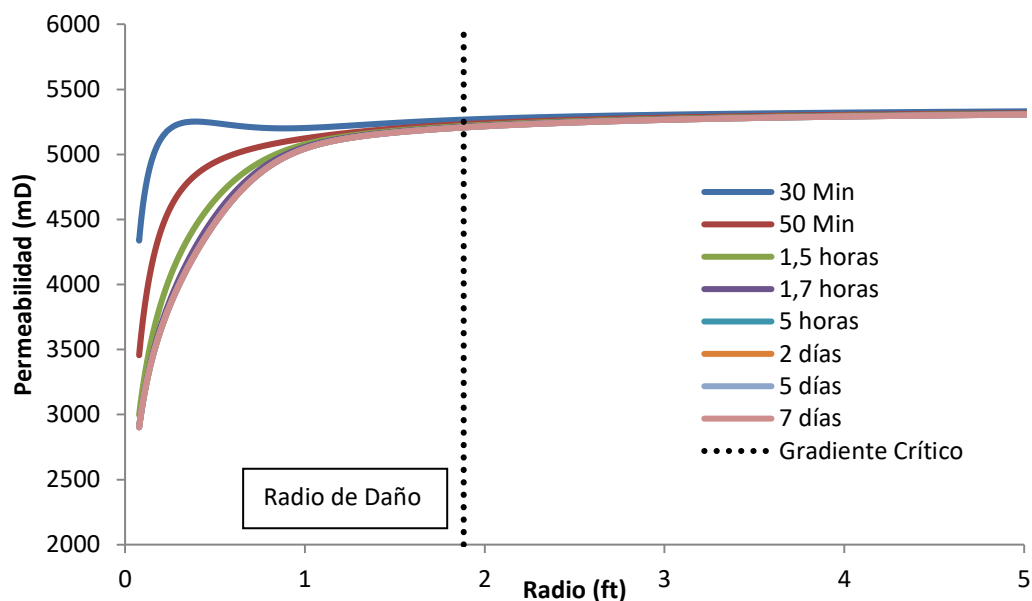
La Figura 19 esquematiza el comportamiento de la concentración de finos suspendida en el fluido a lo largo del radio y su variación con el tiempo. Para el tiempo cero, la concentración de finos se mantiene constante en todo el sistema, y se considera una condición inicial del modelo, para este caso 50000ppm. Con el tiempo en la zona crítica, los finos comienzan a

depositarse, lo que reduce la concentración en el fluido. Después de cierta cantidad depositada la velocidad y la fuerza de cizalla pueden arrastrar, desprender y movilizar finos, lo que aumenta la concentración en el fluido. El sistema se estabiliza a cierto tiempo, donde se crea un equilibrio entre la cantidad máxima que puede depositarse y el arrastre de finos.



**Figura 19.** Perfil Concentración de partículas suspendidas en el fluido –Caso de estudio

La Figura 20 presenta el perfil de permeabilidad con distancia y su cambio en el tiempo. Como se mencionó con anterioridad, la zona crítica de los procesos de partículas se forma en la zona cerca a la cara del pozo donde la velocidad aumenta. En esta zona los finos se movilizan, y luego se ubican en las gargantas de poro por lo que taponan o forman puentes, y por tanto la permeabilidad del sistema disminuye.

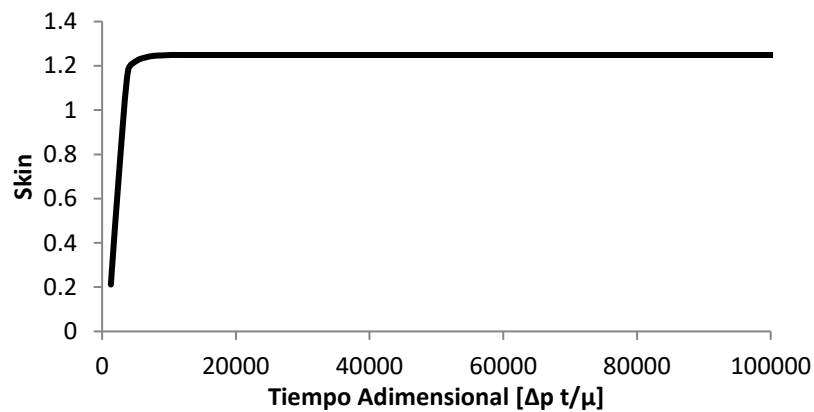


**Figura 20.** Perfil de permeabilidad con radio – Caso de estudio

Cuando el perfil de permeabilidad se estabiliza, para este caso, a los 7 días, se puede estimar un radio de daño. El radio de daño se calcula como la distancia a la cual la permeabilidad disminuye más de un 0,1% de la permeabilidad inicial. El radio de daño para el caso de estudio se estima en 0,7ft.

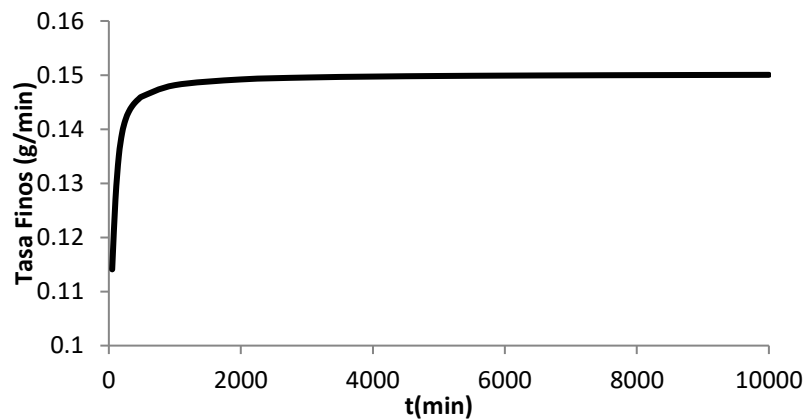
El radio de daño representa un dato importante a la hora de diseñar un tratamiento de estimulación o remediación. Este dato va ligado a la distancia de penetración y la efectividad del tratamiento, que se medirá a partir de la recuperación de la capacidad de flujo en la zona cercana al pozo y se refleja en el aumento en producción.

La Figura 21 presenta la magnitud del factor Skin estimado con la Ecuación 20. Este factor depende del daño en permeabilidad y por lo tanto se estabiliza con el tiempo. El skin para este caso de estudio se puede estimar en 1,2.



**Figura 21.** Perfil del factor skin con tiempo adimensional – Caso de estudio.

Con la ecuación 21 y con la longitud del espesor de la formación abierto a producción se puede calcular un estimativo de la tasa de producción de finos o la producción acumulada de finos. La Figura 22 presenta la tasa de producción para el caso de estudio, que se estabiliza alrededor de los 0.15g/min.



**Figura 22.** Tasa de producción de finos – Caso de estudio.

Con el caso de estudio se puede concluir que la metodología para escalar el daño de formación por migración y deposición de finos representa los procesos ocurridos a escala yacimiento, y permite calcular un perfil de daño o de forma concreta el radio de daño.

El modelo se puede implementar a campos productores específicos, para lo cual se necesita un núcleo o las características de la formación para la prueba de desplazamiento, y las especificaciones de producción o inyección del yacimiento para el escalamiento con el modelo radial.

### 3.9.3 Cálculo de concentración de finos depositados iniciales

Para el cálculo de la concentración inicial de finos de depositados, se debe contar con datos de laboratorio como dimensiones del núcleo e información de la mineralogía del mismo.

Paso 1: Se calcula el volumen del núcleo, el volumen poroso y el volumen de bulto.

$$Vol = L * \left(\frac{D}{2}\right)^2 * \pi \quad (25)$$

$$Vp = Vol * \varphi \quad (26)$$

$$Vbulk = Vol - Vp \quad (27)$$

Paso 2: Se calcula la densidad de los finos arcillosos y demás minerales.

$$\rho_{mineral} = \sum (\%mineral * \rho_{mineral}) \quad (28)$$

Paso 3: Se calcula la masa del mineral, de los finos arcillosos y la cantidad de finos depositados.

$$M_{mineral} = \rho_{mineral} * V_{bulk} \quad (29)$$

$$M_{finos} = M_{mineral} * \%finos \quad (30)$$

Paso 4: Se calcula la concentración de finos depositados, partiendo del supuesto que sólo se deposita el 2% de la masa de finos (1).

$$Finosdeposit = M_{finos} * 0.02 \quad (29)$$

$$Concentración\ de\ finos = \frac{Finosdeposit}{V_{bulk}} \quad (30)$$



Cálculo de concentración de finos depositados iniciales según información descrita en la Tabla 9.

**Tabla 5.** Parámetros iniciales e información de finos – Caso de Estudio

Información del núcleo		Información del mineral		Información de arcillas	
L (cm)	4.218	Mineral	%	Arcillas	%
D (cm)	3.811	Cuarzo	89	Cuarzo	6
Porosidad	0.147	Feldespato	0	Ilita	4
				Kaolinita	60
				Clorita	25
				Esmectita	5
				Tcantidad de arcillas	10

Paso 1: Se calcula el volumen del núcleo, el volumen poroso y el volumen de la matriz.

$$Vol = 4.218 * \left(\frac{3.811}{2}\right)^2 * \pi = 48.114$$

$$Vp = 48.114 * 0.147 = 7.073$$

$$Vbulk = 48.114 - 7.073 = 41.042$$

Paso 2: Se calcula la densidad de los finos arcillosos y demás minerales.

$$\rho_{part} = (0.04 * 2.8) + (0.60 * 2.6) + (0.25 * 2.6) + (0.05 * 2) = 2.422$$

$$\rho_{mineral} = (0.89 * 2.63) + (0 * 2.5) + (0.10 * 2.422) = 2.583$$

Paso 3: Se calcula la masa del mineral, de los finos arcillosos y la cantidad de finos depositados.

$$M_{mineral} = 2.583 * 42.042 = 106.006$$

$$M_{finos} = 106.006 * 0.10 = 10.6006$$

Paso 4: Se calcula la concentración de finos depositados, partiendo del supuesto que sólo se deposita el 2% de la masa de finos.

$$Finosdeposit = 10.6006 * 0.02 = 0.212$$

$$Concentración\ de\ finos = \frac{0.212}{41.042} = 0.00517\ g/cc$$

## Capítulo 4. MANUAL DE MEJORES PRACTICAS

A continuación, se describe la metodología para el diagnóstico del daño por migración de finos usando el software MODELO\_FINOS\_SINERGIAS:

La metodología que se describe a continuación se describe tres (3) partes, a saber:

- Preparación de datos e información.
- Evaluación del modelo lineal
- Diagnostico por medio del modelo radial.

El primer punto de la metodología permite evaluar la información y los datos necesarios para el modelo lineal y radial, el segundo punto realiza el primer diagnóstico en pruebas de laboratorio y calibra el modelo matemático con constantes fenomenológicas calculadas con modelos estadísticos; el último punto muestra el procedimiento a seguir para evaluar el comportamiento de los finos en el yacimiento y realizar el diagnóstico del daño de formación y sus efectos sobre la producción de petróleo.



**Figura 23.** Metodología para el buen diagnóstico del daño de formación por migración de Finos.

### 4.1 Preparación de Datos e Información.

Este punto es quizás el más importante en la metodología, puesto que no solo permite filtrar información necesaria para la simulación, sino que se conoce previamente el comportamiento esperado de los finos en el yacimiento. Para preparar los datos se recomienda organizar una matriz de información, como la que se registra en la Tabla 10; donde las celdas registren la disponibilidad de la información y las características principales de los finos.

**Tabla 10.** Matriz de información para la selección de pozos candidatos al diagnóstico de Finos

Campo	Pozo	Formación y profundidad	Mineralogía (Tipo, Fracción finos, SEM)	Curvas de permeabilidad (una tasa, multitasa, tasa crítica)				Concentración de Finos.	Información de yacimiento (K, $\phi$ , H, Re)				Historia de producción	Candidato para simulación
Campo AC	AC1	Caballos 10634	si	si	si	si	si	si	Calculada	si	si	si	si	Si
	AC2	Caballos 10486	si	No	No	si	si	si	conocida	si	si	si	si	Si
	AC3	Caballos 10617	si	si	No	si	si	si	calculada	si	si	si	si	Si
Campo LC	LC1	Caballos 10947	si	si	No	si	No	si	Desconocida	si	si	si	si	Si
	LC2	Caballos 10680	si	si	No	No	si	si	conocida	si	si	si	si	posible
	LC3	Caballos 10110	si	si	No	No	si	si	Desconocida	si	si	si	si	posible
	LC4	Caballos 10617	si	si	No	No	No	No	Desconocida	si	si	si	si	no

En la Tabla 10, La información necesaria para una buena simulación requiere del conocimiento de la mineralogía, curvas de permeabilidad, concentración de finos, información del yacimiento y la historia de producción.

- La mineralogía describe el tipo de finos presente en el yacimiento, las características físicas y químicas de las partículas y la fracción de finos estimada por análisis estadístico.
- Las curvas de permeabilidad son indicativos del comportamiento de los finos en el medio poroso, en este modelo es prioritario conocer los datos experimentales de una prueba de desplazamiento en la que se registre el cambio de permeabilidad con el tiempo o el volumen inyectado.
- La concentración de finos puede ser obtenida por balances de masa en el agua de formación y la matriz de la roca, las fracciones supuestas se obtienen con base a pruebas de laboratorio que tengan un comportamiento similar.
- La información del yacimiento comprende los datos numéricos de las propiedades del fluido y la roca de yacimiento, principalmente los valores de porosidad y permeabilidad.
- La historia de producción alimenta al modelo con datos históricos de las tasas de producción del yacimiento.

Los pozos candidatos para simulación muestran el mayor registro de datos. Los “posibles” candidatos cuentan con la información necesaria y se desconocen algunas propiedades en los cuales es posible realizar una suposición o un ajuste como lo indican los ejemplos LC2 y LC3 del campo LC, en donde se tiene la información completa de los finos y del yacimiento, pero se desconoce la concentración de finos iniciales en el yacimiento o la historia de producción del yacimiento. En este último caso, se puede suponer tasas de producción constante.

Para que el usuario del software MODELO\_FINOS\_SINERGIAS tenga un mejor seguimiento de la metodología, se pondrá en práctica el modelo en un ejemplo de un caso real del campo AC en el pozo AC11.

#### **4.1.1 Descripción mineralógica**

El primer requerimiento para llenar la Tabla 10, corresponde a la formación y la profundidad del pozo. El pozo AC11 produce en la Caballos a una profundidad de 10648 pies. La mineralogía equivalente al pozo AC11 muestra la siguiente información:

**Tabla 11.** Mineralogía básica del pozo AC11 de la formación caballos

<b>Composición General ( Bulk) expresada en % de concentración</b>							
<b>Muestra</b>	<b>Prof Pies</b>	<b>M.de Arcilla</b>	<b>Cuarzo</b>	<b>Siderita</b>	<b>Pirita</b>	<b>Zircon</b>	<b>Otros</b>
<b>L12 D</b>							
02085-1	10708.5	5	87	1	6	0	2
02085-2	10709.83	4	90	Trazas	4	0	2
02085-3	1710.5	4	94	Trazas	1	0	1
02085-4	10711.5	4	94	Trazas	Trazas	0	1
02085-5	1729.9	18	80	Trazas	0	1	1
02085-6	10733.5	9	89	Trazas	0	1	1
02085-7	10733.75	15	82	Trazas	0	1	2
<b>Ac 11</b>							
02085-8	10639.42	10	89	0	0	Trazas	1
02085-9	10648.58	6	93	0	0	Trazas	1

La Tabla 11 muestra las fracciones másicas y/o la concentración de minerales en la matriz. En esta oportunidad se conoce la fracción de arcillas en el medio.

**Tabla 12.** Composición mineralógica de las arcillas en el pozo AC11.

<b>Composición de la Fracción &lt; de 2 <math>\mu</math>m, expresada en %</b>						
<b>Muestra</b>		<b>Esmectitas</b>	<b>Cloritas</b>	<b>illitas</b>	<b>Caolinita</b>	<b>Cuarzo</b>
<b>L12 D</b>						
02085-1	10708.5	20	6	22	28	24
02085-2	10709.83	4	0	9	57	30
02085-3	10710.5	5	16	7	47	26
02085-4	10711.5	2	10	13	49	25
02085-5	10729.9	0	6	4	79	11
02085-6	10733.5	2	1	6	47	44
<b>Ac 11</b>						
02085-8	10639.42	5	25	4	60	6
02085-9	10648.58	6	26	6	54	8

Los finos presentes en las arcillas se muestran en la Tabla 12. Los cuales muestran un alto porcentaje de Caolinitas y Esmécticas. Con las fracciones másicas y la densidad de las partículas mostradas en la Tabla 13, es posible obtener la densidad promedio de la muestra de finos.

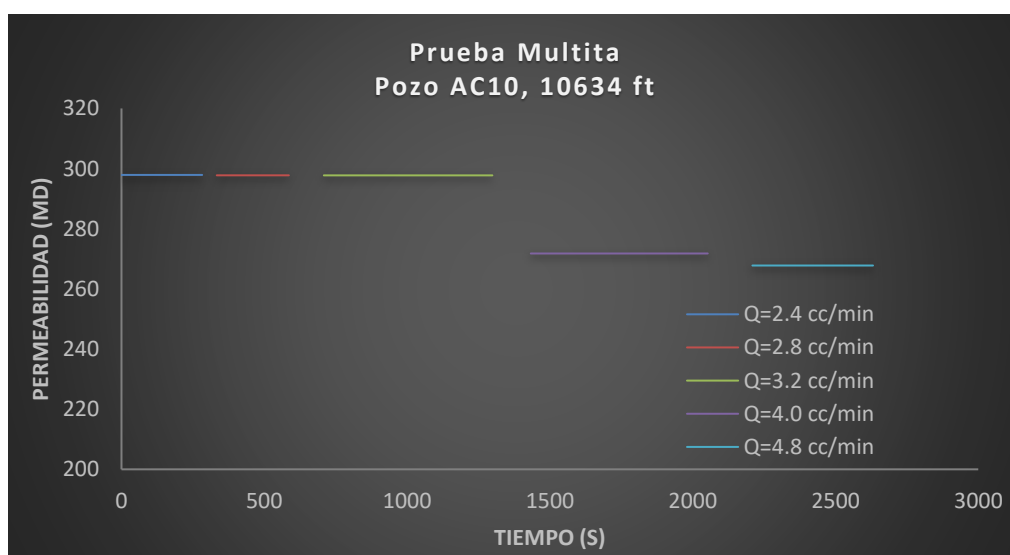
**Tabla 13. Caracterización física de los minerales presentes en las arcillas del pozo AC11.**

	Densidad	Formula	Área Superficial [m <sup>2</sup> /g]
<b>Clorita</b>	2.6 - 3.3	(Mg,Fe) <sub>3</sub> (Si,Al) <sub>4</sub> O <sub>10</sub> (OH) <sub>2</sub> (Mg,Fe) <sub>3</sub> (OH) <sub>6</sub>	85
<b>Illita</b>	2.8	(K,H <sub>3</sub> O)(Al, Mg, Fe) <sub>2</sub> (Si, Al) <sub>4</sub> O <sub>10</sub> [(OH) <sub>2</sub> , (H <sub>2</sub> O)]	175
<b>Caolinita</b>	2.4 - 2.6	Al <sub>2</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (OH) <sub>4</sub>	45
<b>Cuarzo</b>	2.65	SiO <sub>2</sub>	2.5

#### 4.1.2 Descripción de permeabilidad

La siguiente columna corresponde a la información concerniente a las curvas de permeabilidad. Para ello es necesario tener mínimo una prueba de desplazamiento en la que se registre el cambio de permeabilidad con el tiempo a una tasa de inyección.

En la Figura 24, se muestra el comportamiento de una prueba multitasa del campo AC10 a una profundidad similar. La prueba multitasa es una prueba para identificar la tasa de mayor caída de permeabilidad o tasa crítica. En esta prueba se mantiene el caudal de inyección y se registra el cambio en permeabilidad.



**Figura 24.** Tasa desplazamiento multitasa pozo AC10. Curva Permeabilidad Vs. Tiempo de Inyección

La tasa critica descrita identificada en la prueba multitasa es de 4.0 cc/min, debido a que es la primera tasa de inyección con una caída de permeabilidad superior al 10% respecto a la inicial.

#### 4.1.3 Información de yacimiento e historia de producción

La información de yacimiento se resume en la Tabla 14. La permeabilidad y porosidad inicial son datos importantes para la simulación, por lo que se debe asegurar un valor cercano a la condición real. En esta oportunidad se debe tener acceso a la información de campo que describa el estado mecánico del pozo y el registro de presión, en donde se detalle las condiciones actuales del yacimiento y poder validar el comportamiento de los finos en el yacimiento.

**Tabla 14.** Datos técnicos del campo AC11. La información detalla las propiedades del yacimiento, la roca y los fluidos.

Datos Técnicos del Campo			
YACIMIENTO		PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS	
Tipo de Trampa	Anticlinal Asimétrico con Rumbo N-S	Porosidad promedio %	Caballos: 12.4 N: 8, U: 8, T: 11
Angulo de Buzamiento	3° - 10°	Rango de porosidad, %	Caballos: 5 - 17 N: 4-12, U: 4-12, T: 9-18
Edad Geológica	Cretácico Medio (Aptiano – Albiano)	Permeabilidad Promedio (mD)	Caballos: 340 N: 177 (PBU)
Ambiente de Deposición	Caballos: Varía desde canales fluviales, canales interdistributarios en ambiente de bahía hasta marino somero de plataforma para la arenisca glauconítica. Villeta: Marino de Plataforma	Rango permeabilidad, mD	Caballos 2 – 1000 Vi: N.D
Litología	Caballos: Cuarzoarenitas intercaladas con shale . Villeta: Intercalaciones de Paquetes de Shale con Limolita y Caliza	Relación Kv/Kh	
Profundidad Promedio (pies)	Kb: 10450 MD, Vi: N: 9400 MD, Vi :U: 10100 MD, Vi:T: 10300	Reservorio Naturalmente Fracturado	Caballos: No, Vi: Si
Espesor total (prom. pies TVT)	Caballos:198, N: 149, U: 74, T: 78	Gravedad API del Aceite	Caballos: 30 .5 N: 26, U: 25, T: 25
Espesor neto petrolífero (Prom. pies TVT)	Caballos: 72, N: 37;, U: 26, T: 37	GE del gas	Caballos 1.4
Saturación Inicial de Agua Sw (%)	Caballos: 17, N: 32;, U: 32, T: 21	Viscosidad Aceite/gas (cp)	Caballos 0.93 Vi: 1 - 10
Saturación de Aceite Residual (%)	Caballos: 30, Vi: N.D	Presión Punto de Burbuja (psi)	Caballos 1600 ViN 1049 a Pb (AC-2)
Temperatura del Yacimiento (°F)	Caballos: 235, N: 208 ;U: 214 ; T: 218	Relación Gas-Aceite $R_{si}$ (SCF/STB)	Caballos: 458 ViN 229 (AC-2)
Presión Inicial de Yacimiento (psi)	Caballos: 4705, N: 5375 , U: 6950	Factor Volumétrico Boi/Bgi (RB/STB o PC/PCS)	Caballos: 1.28 ViN 1.108 a Pb (AC-2)
Mecanismo primario de producción	Caballos: Acuífero Activo , Vi: N Expansión R-F; Vi: U y T Expansión R-F - Acuífero parcialmente activo	Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	Caballos 12300 N: 25000, U: ND, T: 13500

La historia de producción muestra el comportamiento de la tasa de producción del petróleo y del agua en función del tiempo. Ver Figura 25.



**Figura 25.** Historia de producción pozo AC11. Comportamiento de la producción de aceite y agua con el tiempo

La matriz que marca la disponibilidad de los datos se muestra en la Tabla 15. En ella se muestran que el pozo AC11 cumple los requisitos necesarios para la simulación.

**Tabla 15.** Matriz de información para la selección de pozos candidatos al diagnóstico de Finos. Pozo AC11

Campo	Pozo	Formación y profundidad		Mineralogía (Tipo, Fracción finos, SEM)			Curvas de permeabilidad (una tasa, multitasa, tasa crítica)			Concentración de Finos.	Información de yacimiento ( $K$ , $\varphi$ , $H$ , $R_e$ )				Historia de producción	Candidato para simulación
Campo ACAE																
	AC11	Caballos	10648	si	si	No	No	si	si	Calculada	si	si	si	si	si	Si

En la siguiente etapa de la metodología, se debe hacer uso de las tablas mineralogía y curvas de permeabilidad para encontrar los parámetros fenomenológicos necesarios en el modelo lineal.

## 4.2 Primer Diagnóstico. Modelo Lineal.

La velocidad crítica de movilización de finos existe por encima del punto donde las partículas con una adherencia débil a la superficie porosa pueden separarse físicamente de dicha superficie por la fuerza de cizalla o de arrastre del fluido. Por encima de la velocidad crítica los finos pueden moverse a través de los poros con el fluido y por condiciones mecánicas pueden formar puentes en las restricciones porosas o en las gargantas de poro, lo que ocasiona taponamiento y por ende disminución de la capacidad de flujo de la formación. El procedimiento para determinar la velocidad crítica se registra en las Tablas 16 y 17.

El procedimiento de ajuste de una prueba de velocidad variable, requiere que se conozca a detalle el valor de permeabilidad a una tasa de inyección constante. En cada caso optimizado se procede a analizar la variación de las constantes fenomenológicas con el cambio en

velocidad, para identificar los fenómenos que prevalecen por encima y por debajo de la velocidad crítica.

**Tabla 16.** Construcción de la curva de permeabilidad base. Fuente Laboratorio de yacimientos UNALMED

	Procedimiento	Condiciones de prueba	Justificación
1	Someter la muestra a procedimientos de lavado, secado (Metanol Tolueno). Los fluidos de inyección se deben preparar para su aplicación sometiéndose a desaireado y filtrado.	P y T de laboratorio.	Preparar la muestra para la medición de sus propiedades básicas.
2	Injectar agua con $q = 0.2$ cc/min	P y T de yacimiento	Saturar la muestra de salmuera, medir $K_{abs}$
3	Injectar aceite con $q=0.2$ cc/min	P y T de yacimiento	Llevar la muestra a condiciones de Swr, medir $K_o @ Swr$
5	Injectar agua con $q = 0.2$ cc/min	P y T de yacimiento	Llevar la muestra a condiciones de Sor, medir $K_w @ Sor$

**Tabla 17.** Determinación de la velocidad Crítica. Fuente Laboratorio de yacimientos UNALMED

6	Injectar agua con $q=0.4$ cc/min	P y T de yacimiento	Medir al caudal correspondiente la $K_w @ Sor$
7	Repetir el paso anterior con $Q_{iny} = 0.7, 1, 1.2, 1.5, \dots$ Hasta evidenciar una caída de al menos 10% en la permeabilidad efectiva al agua.		
8	Injectar agua en <b>sentido de inyección</b> con $q = Q_{critica}$	P y T de yacimiento	Recuperar la permeabilidad del sistema
9	Injectar agua en sentido normal ( <b>producción</b> ) con $q = 0.2$ cc/min	P y T de yacimiento	Medir $K_w @ Sor$ y garantizar que se ha recuperado la permeabilidad
10	Injectar aceite con $q=0.2$ cc/min	P y T de yacimiento	Medir al caudal correspondiente la $K_o @ Swr$
11	Repetir el paso anterior con $Q_{iny} = 0.4, 0.7, 1, 1.2, 1.5, \dots$ Hasta evidenciar una caída de al menos 10% en la permeabilidad efectiva al aceite.		
12	Injectar aceite en <b>sentido de inyección</b> con $q = Q_{critica}$	P y T de yacimiento	Recuperar la permeabilidad del sistema
13	Injectar aceite en sentido normal ( <b>producción</b> ) con $q = 0.2$ cc/min	P y T de yacimiento	Medir $K_o @ Swr$ y garantizar que se ha recuperado la permeabilidad

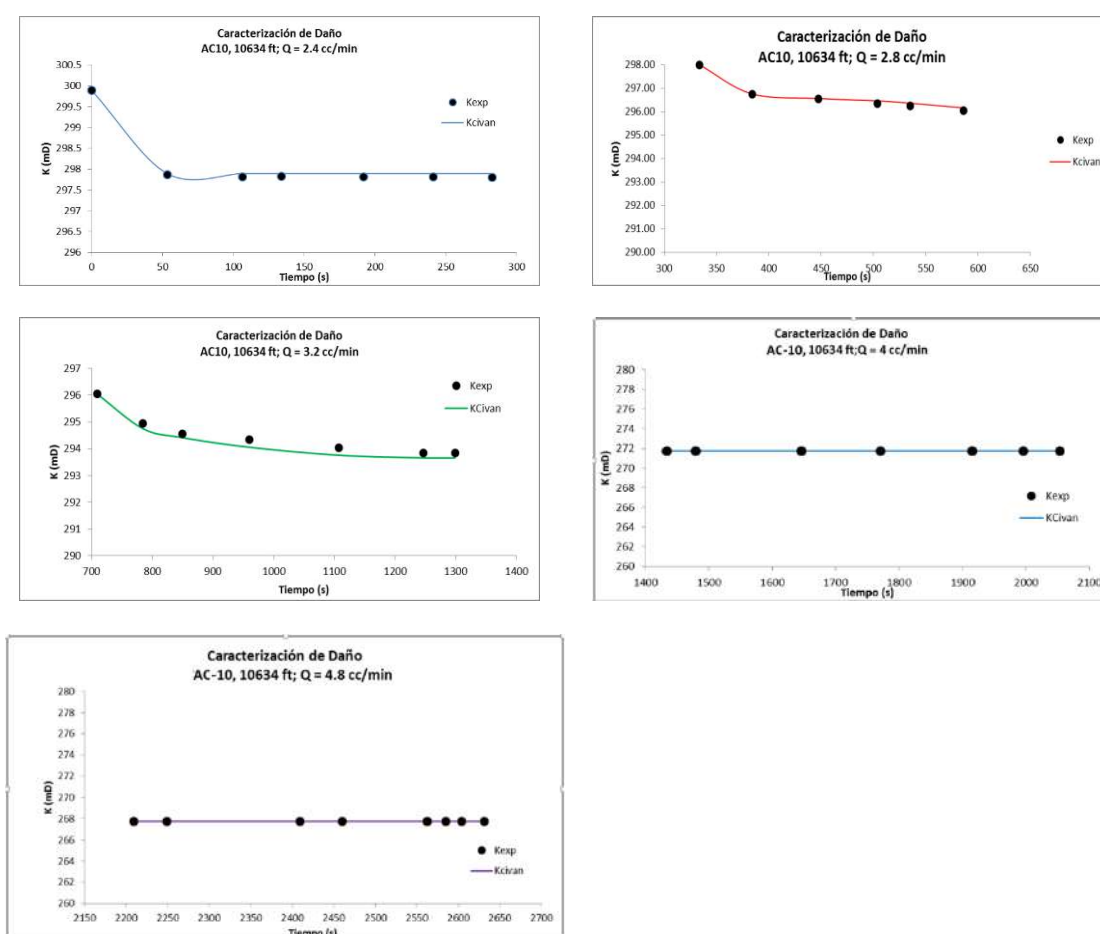
La concentración de finos inyectados en el medio se calcula con base al 2% de finos suspendidos en el fluido como se registra en la Tabla 19. Para el caso del campo AC11 se estima una concentración inicial de finos cercana a 5.185 mg/cc



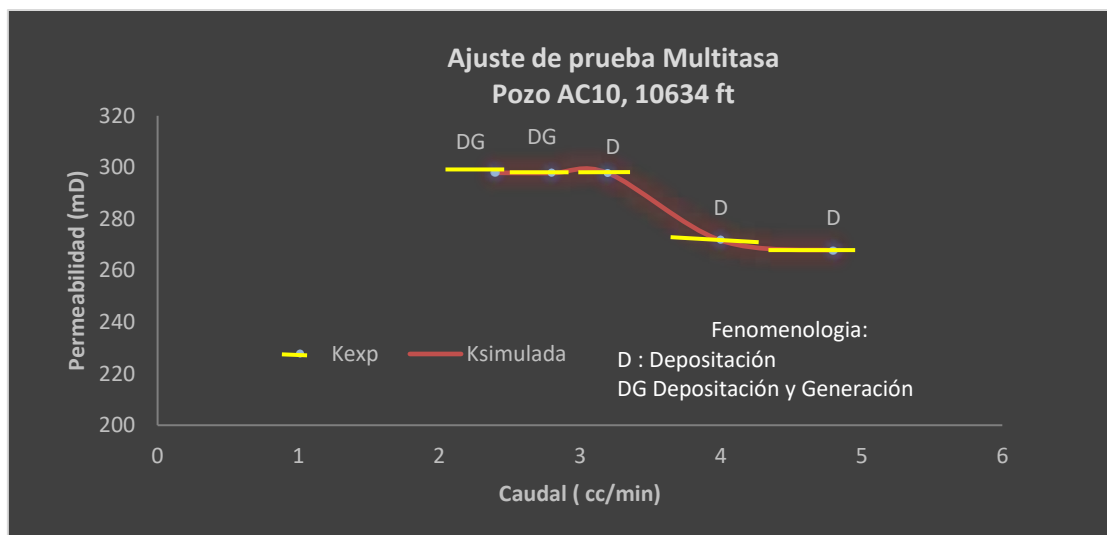
**Tabla 19.** Determinación de la Concentración de finos en el medio.

	fracc	%	Ro (g/cc)	<i>masa (gr)</i>	Masa finos	% depósitos
<b>Qz</b>	89	0.899	2.63	<b>105.33</b>	10.639	2
<b>FK</b>	0	0.000	2.5			
<b>Arc</b>	10	0.101	2.00		Depósitos g	<b>C. Dep. Inicial g/cc</b>
<b>total</b>	99		<b>2.57</b>		0.213	<b>0.005185</b>

La secuencia de ajuste se muestra en la Figura 26. Para cada una de las caudales se ejecuta el modelo de Civan y se procede a analizar la variación de las constantes fenomenológicas con el tiempo. Para facilitar el proceso la prueba se divide en tres (3) sectores, distinguibles según la velocidad: antes de la tasa crítica, durante la tasa crítica y después de la tasa crítica.



**Figura 26.** Ajuste de la permeabilidad con el tiempo para caudales de 2.4, 2.8, 3.2, 4.0, y 4.8 cc/min para el pozo AC11.



**Figura 27.** Ajuste de prueba multitasa con el modelo lineal para el pozo AC10.

La Figura 27 muestra el comportamiento de las constantes fenomenológicas en cada una de las tasas de inyección, mientras que la Tabla 20 muestra los valores obtenidos luego de ajustar el modelo lineal en cada una de las tasas de inyección. En la Tabla 20, las columnas 1 a 3 muestran las constantes para el fenómeno de depositación, las columnas 4 a 7 muestran las constantes para el fenómeno de generación y por ultimo las columnas 8 a 11 muestran el fenómeno de hinchamiento. Si las constantes son iguales a cero entonces el modelo lineal no ajusta para dicho fenómeno.

**Tabla 20.** Constantes fenomenológicas para los ajustes de pruebas multitasa para el campo AC10.

Numero de tasas en el laboratorio											
6											
***** Constantes Fenomenologicas *****											
CAUDAL	K1	K2	DP/DL	K3	K4	K5	DP/DL	SIGMA	K6	2AB	AB
2.0	1.52E-07	7.3037	0.0376	0.8879	0.0586	0.3523	1.4644	0.5779	0.0000	0.0000	0.0000
2.4	0.2545	2.7958	0.0326	0.6952	0.4950	0.2995	0.4020	0.0701	0.0000	0.0000	0.0000
2.8	2.64E-07	3.0548	1.3155	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3.2	4.03E-07	3.0552	1.3138	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4.0	1.40E-07	3.0562	1.3100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4.8	2.26E-07	3.0579	1.3045	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

\*\*Las Constantes fenomenológicas se registran en la ecuación de Civan.

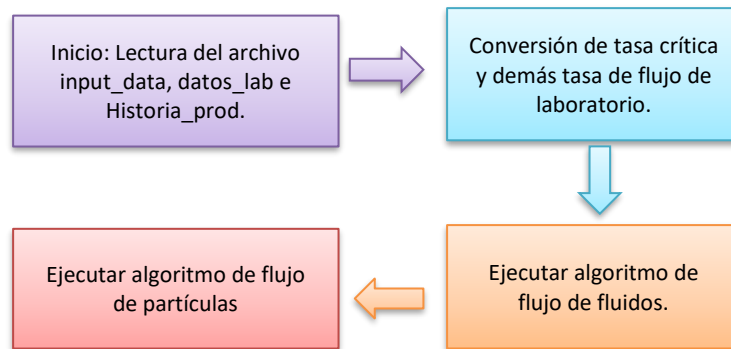
Una vez ajustado el modelo lineal, se disponen los datos en un archivo de texto. El archivo generado en esta prueba, es un dato indispensable para la simulación del flujo de finos en geometría radial.

### 4.3 Segundo Diagnostico. Modelo Radial.

El procedimiento que describe el modelo radial comprende la solución del sistema de ecuaciones no lineales en geometría radial, las cuales se logran resolver por métodos numéricos. Para obtener la concentración de partículas se resuelve el sistema de ecuaciones de presión, tiempo y distancia por medio de la ecuación de difusividad modificada para el flujo másico de partículas. Al obtener los cambios de presión se estiman los cambios de velocidad del fluido y de la partícula, luego con la ecuación de finos se predice la cantidad de finos suspendidos y depositados en la formación; de esta forma se cuantifica el cambio en porosidad y permeabilidad con la distancia. El daño de formación se calcula con una relación de permeabilidad y radio la cual se describe en la Ecuación 1:

$$S = \left( \frac{K_o}{K_s} - 1 \right) * \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \quad (31)$$

Un pseudocódigo que describe la secuencia de solución se muestra a continuación:

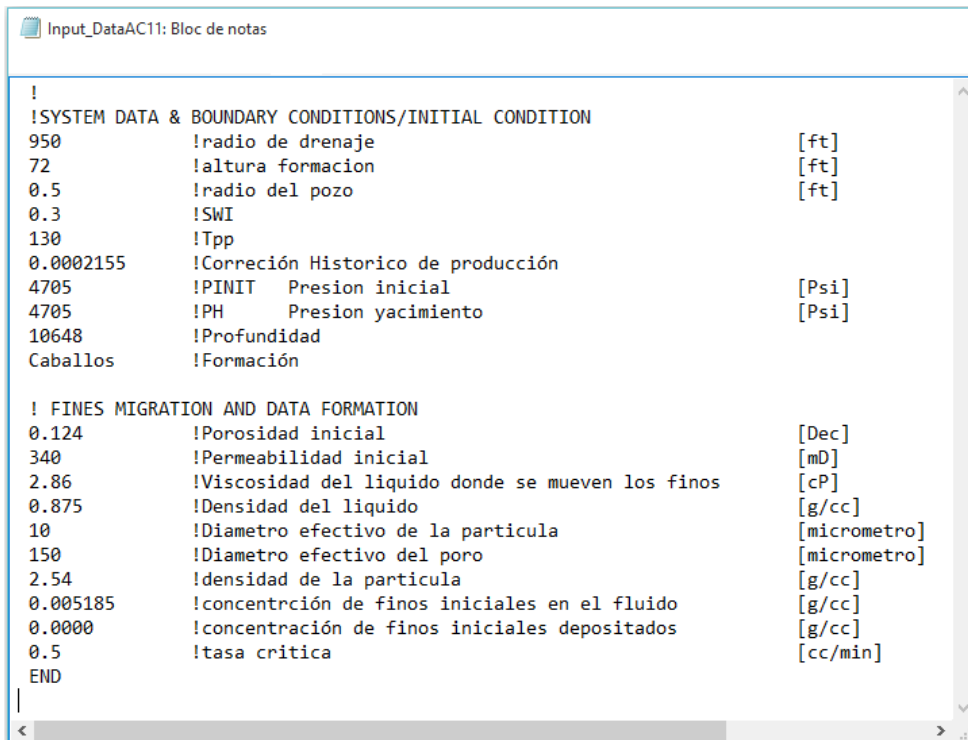


**Figura 28.** Seudocódigo para el cálculo de la concentración de finos.

#### 4.3.1 Lectura de archivos en el software MODELO\_FINOS\_SINERGIAS.

El programa se alimenta de tres archivos que contienen los datos necesarios para la simulación. El primer archivo llamado “input\_data” según la Figura 28, contiene los datos del yacimiento y la caracterización de los finos. En la Figura 29 se muestra el archivo input\_data dividido en dos partes. La primera registra las condiciones del pozo, la formación y el yacimiento. La segunda parte caracteriza los finos y la tasa crítica disponible.

Para el ejemplo AC11, el input\_data es el siguiente:



**Figura 29.** Datos de entrada e información de campo del pozo AC11.

El siguiente archivo “*datos\_lab*” contiene las constantes fenomenológicas para cada tasa simulada con el modelo lineal durante el primer diagnóstico, estos se muestran en la Tabla 21. El tercer archivo “*Historia\_Prod*” contiene el registro histórico de producción del campo. La Figura 31 muestra el archivo generado para el pozo AC11.

Fecha	BOPD (bb1/D)	BWPD (bb1/D)
01-09-1992	554	3
01-10-1992	835	8
01-11-1992	795	8
01-12-1992	821	10
01-01-1993	832	10
01-02-1993	764	7
01-03-1993	677	7
01-04-1993	626	6
01-05-1993	574	6
01-06-1993	579	112
01-07-1993	492	37
01-08-1993	416	2
01-09-1993	342	3
01-10-1993	327	2
01-11-1993	308	1
01-09-2013	65	66
01-10-2013	85	97
01-01-2014	40	62
01-02-2014	79	100
01-03-2014	82	96
01-04-2014	63	78
01-05-2014	58	75
01-06-2014	59	99
01-07-2014	51	40
01-08-2014	63	60
01-09-2014	11	11

**Figura 30.** Archivo Historia\_Prod del pozo AC11.

#### 4.4 Escalamiento de la Tasa Crítica.

El escalamiento a campo de la velocidad crítica se realiza asumiendo que las propiedades de porosidad y permeabilidad en el yacimiento son semejantes a las propiedades de laboratorio, es decir que:

$$\phi_{Lab} = \phi_{Yac} ; K_{Lab} = K_{Yac} \quad (32)$$

De tal forma que la Ecuación 33 cumple

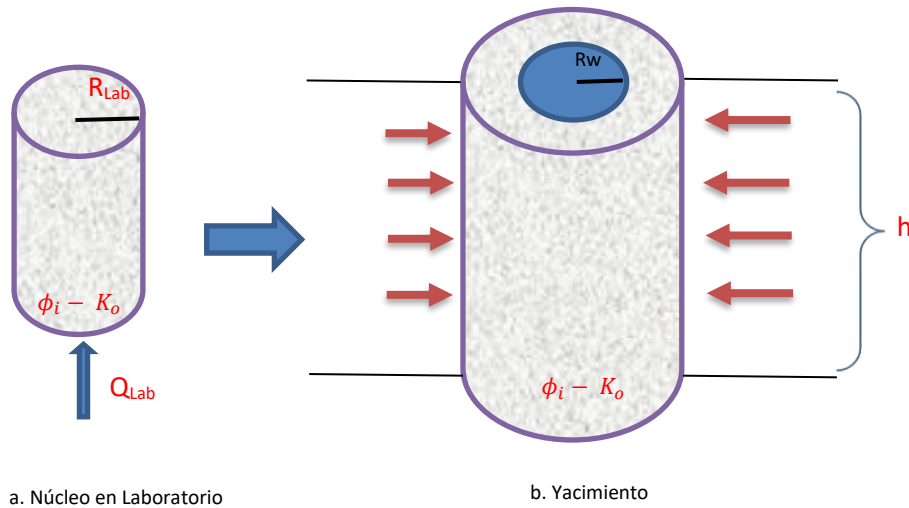
$$\frac{[(Vol. inyectado o producido)/area]_{Lab}}{[(Vol. inyectado o producido)/area]_{Yac}} = 1 \quad (33)$$

Luego la tasa critica correspondiente a condiciones de yacimiento tiene la forma de la Ecuación 34

$$Q_{yac}[STB/d] = 9.057 * 10^{-3} \frac{2 * Q_{lab} * 5.615 * r_{pozo} * h}{r_{lab}^2} \quad (34)$$

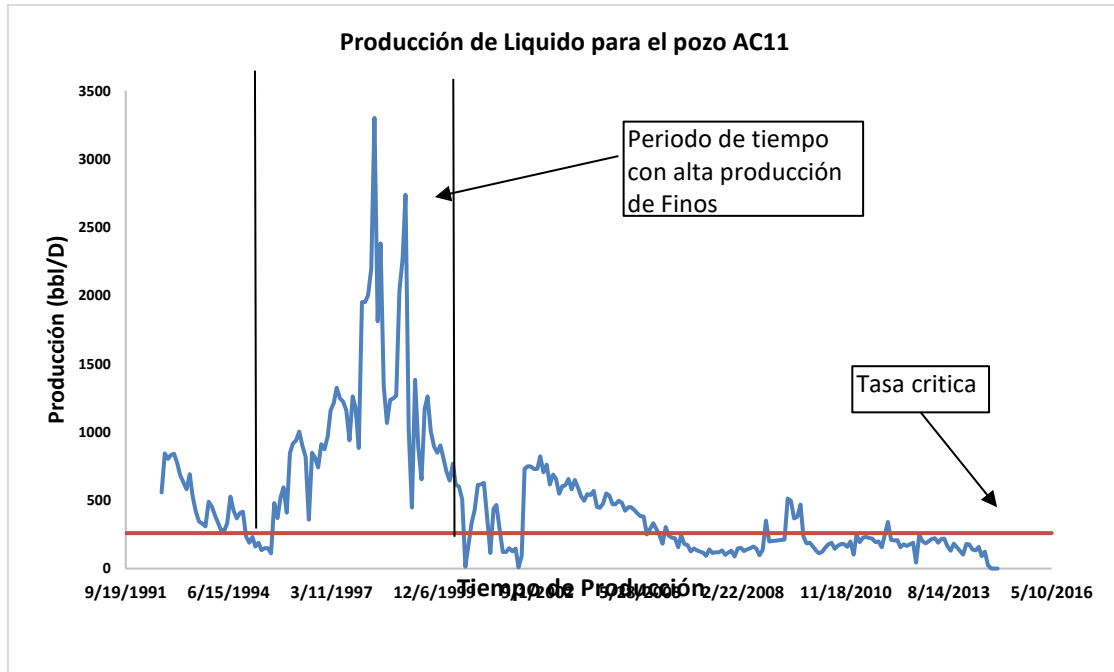
Donde  $Q_{lab}$  [cc/min] corresponde al caudal de inyección en laboratorio,  $r_{pozo}$  [in] es el radio del pozo,  $r_{lab}$  [in] y  $h$  [ft] el espesor de producción en hueco abierto.

Aplicando las velocidades obtenidas sobre la Ecuación 34 se obtiene el valor de la velocidad escalonada de flujo en el yacimiento. La velocidad crítica, como se ilustra en la Figura 31 separa las regiones de daño debido a la migración y taponamiento por partículas finas.



**Figura 31.** Escalamiento de la tasa critica de laboratorio a yacimiento.

Al usar el procedimiento de escalado sobre el pozo AC11, la tasa crítica es de 261.3 [bbl/D] para hueco abierto y 263.8 [bbl/D] para hueco cementado. Al trazar una línea sobre el histórico de producción se puede identificar los periodos de tiempo para los cuales se tiene movilización de finos. En este caso, para los periodos de tiempo en los que la tasa de producción de líquido es mayor que la tasa crítica se tendrá producción de finos, como se muestra en la Figura 32.

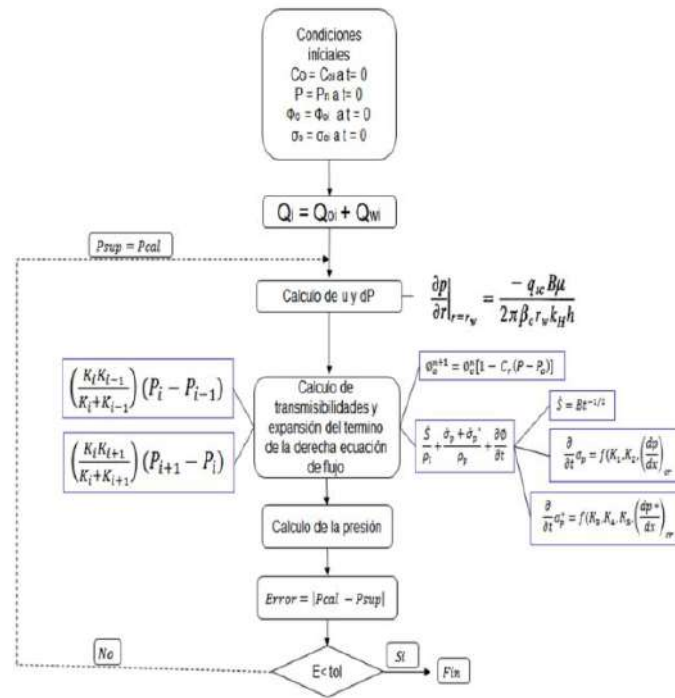


**Figura 32.** Historia de producción y tasa crítica para el pozo AC11.

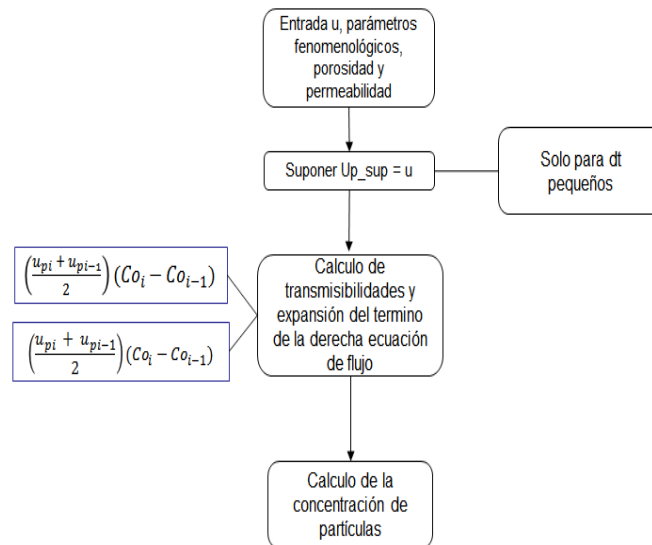
#### 4.4.1 Cálculo de la velocidad del fluido y la concentración de Finos

Por medio del modelo de Civan se realizan simulaciones de flujo para determinar la reducción de la permeabilidad en el medio. Sin embargo, para determinar la velocidad del fluido se debe seguir las técnicas de simulación de flujo radial con el uso de la ecuación de difusividad. Esto implica que se deben considerar las restricciones de flujo en las fronteras, balance de masas en los bloques que representan el sistema y efecto sobre las variables que intervienen en la ecuación.

En la Figura 33 se muestra un pseudocódigo simple del cálculo de presión. Para el cálculo de la transmisibilidad del fluido en cada uno de los bloques se debe conocer el cambio en porosidad y permeabilidad por efecto de la concentración de finos depositado en el yacimiento. El cálculo de presión descrito en la Figura 33 resuelve el sistema de ecuaciones en diferencias finitas por el algoritmo de Thomas y solución explícita para el comportamiento de finos como se muestra en la Figura 34. La ecuación de Darcy para flujo radial se usa para ajustar la condición límite en la cara del pozo, la presión estática de yacimiento se toma como condición límite en el radio externo del yacimiento. Para simplificar la solución se considera que los finos migran en el líquido por lo que el caudal es la suma de la tasa de petróleo y la tasa de agua.



**Figura 33.** Diagrama de flujo cálculo de presión flujo radial.



**Figura 34.** Diagrama de flujo cálculo de la concentración de finos suspendidos.

La concentración de finos suspendidos se restringe con el cálculo de la velocidad crítica. Esto permite definir radios críticos de movilización. La concentración de finos depositados se estima por medio del balance entre los finos suspendidos, la velocidad del fluido y las constantes fenomenológicas. Debido a la solución semiimplícita que presentamos en la Figura 33, este cálculo se restringe a un delta de tiempo ( $dt$ ) pequeño ( $< 24$  horas).

Al finalizar se obtienen perfiles de velocidad, concentración de partículas, porosidad, permeabilidad y daño con la distancia. A continuación, mostramos los resultados obtenidos en la simulación del comportamiento de finos para el pozo AC11.

#### 4.5 Resultados de Simulación

El primer grafico obtenido muestra el perfil de velocidad obtenida luego de balancear la presión del fluido y la concentración de finos en el medio.

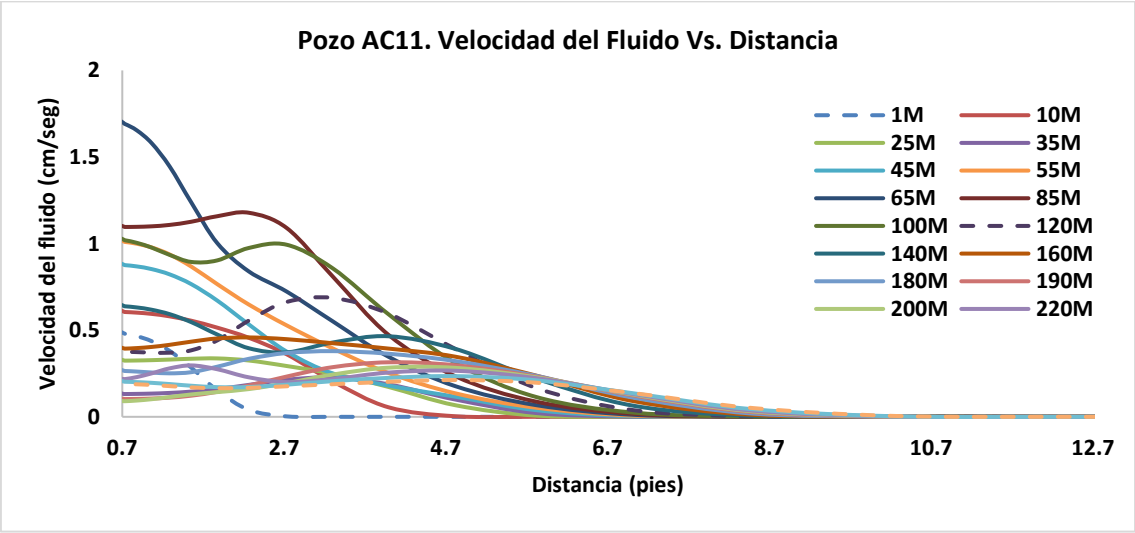


Figura 35. Velocidad del fluido Vs. Distancia para el pozo AC11.

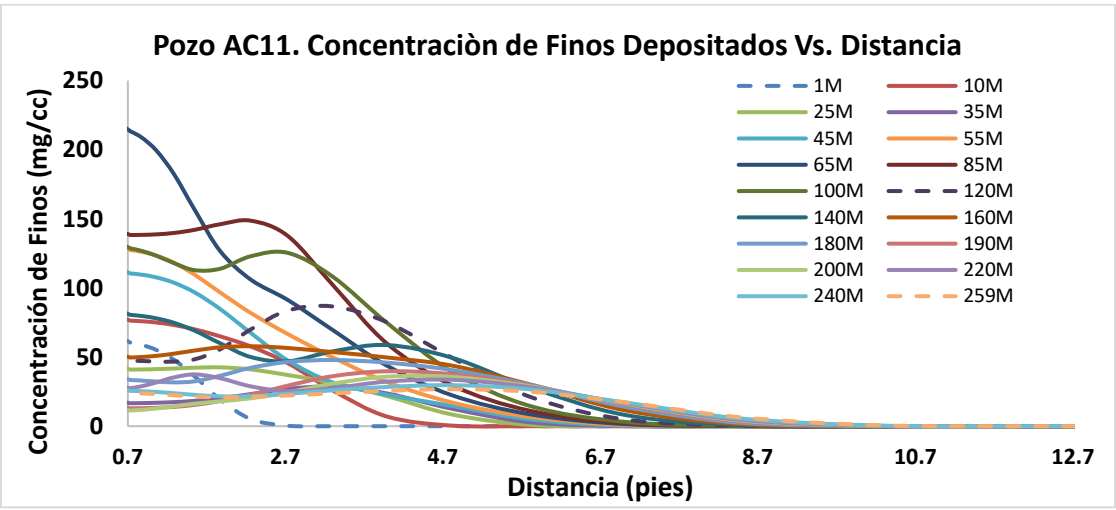
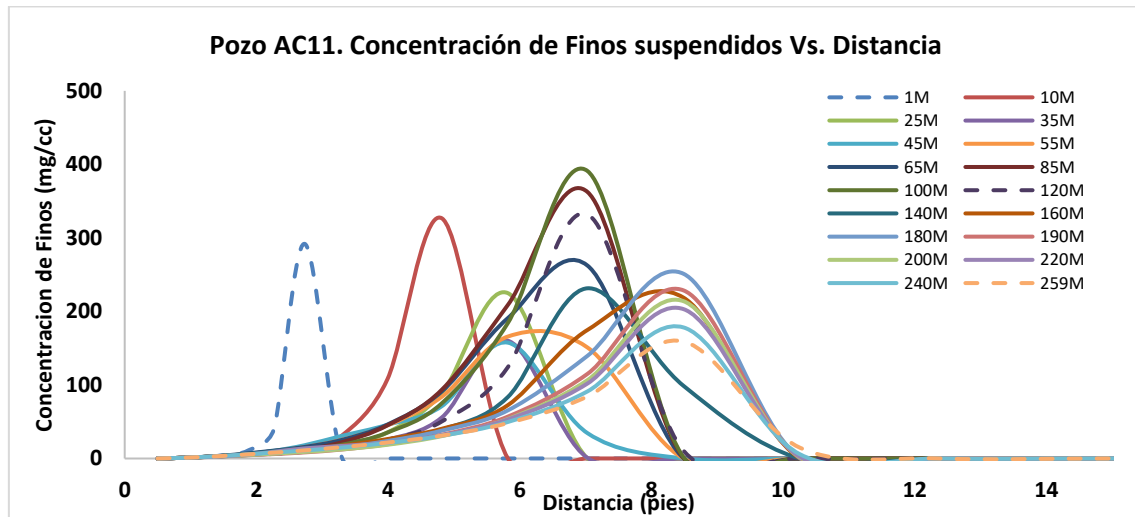


Figura 36. Concentración de Finos depositados Vs. Distancia para el pozo AC11.



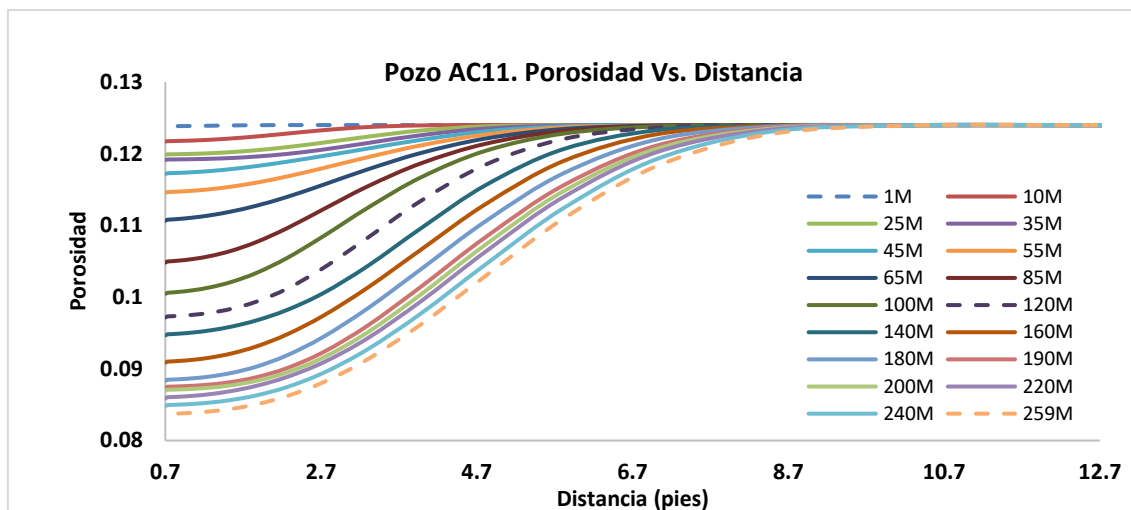
El perfil de concentración descrito en la Figura 37 muestra la concentración de finos depositados en mg/cc con la distancia y el tiempo. Cada línea describe el perfil que se obtiene al cambiar los registros de velocidad con la historia de producción. Debido a ello es posible tener diferentes perfiles con la distancia, por ejemplo, los perfiles de 1M, 120M y 259M muestran perfiles no consecutivos y de concentración de finos depositados variables gracias a los efectos de los parámetros fenomenológicos escalados.



**Figura 37.** Concentración de Finos suspendido Vs. Distancia para el pozo AC11.

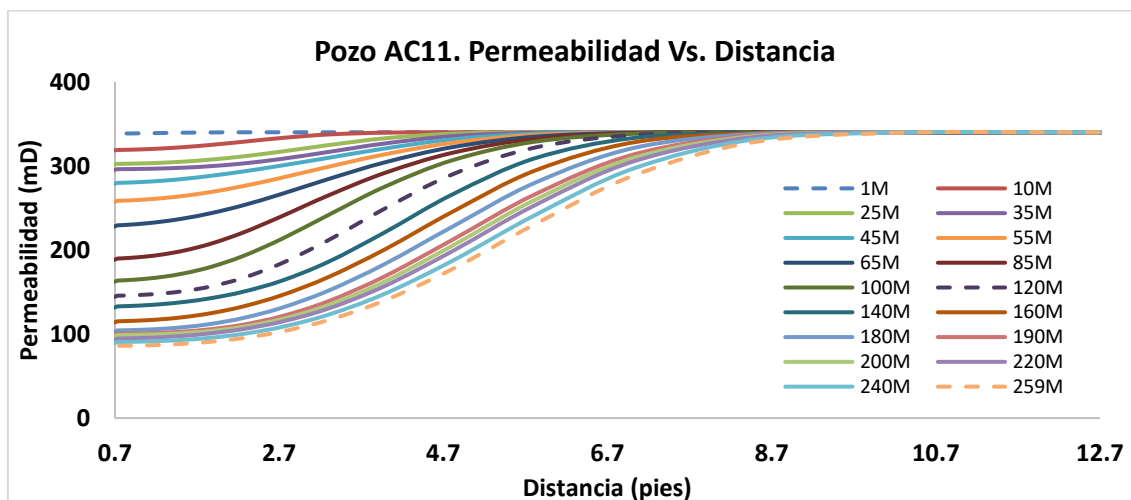
El perfil de concentración de finos suspendidos es mucho más consecuente a la velocidad del fluido. Las crestas muestran altos puntos de concentración de finos suspendidos no precipitables y colas de movilización en diferentes radios de distancia. El radio máximo de movilización corresponde al radio crítico, a medida que la producción del pozo disminuye el radio crítico se mantiene debido al disturbio generado por el fluido. En la Figura 37 el radio de depositación es de 10.2 pies y el radio crítico de movilización es de 12.3 pies.

A continuación, se registran los cambios en porosidad y permeabilidad del yacimiento. Debido a la alta concentración de finos depositados es posible tener cambios de porosidad hasta del 32% como se muestra en la Figura 38 y cambios de permeabilidad que varían hasta los 250 mD en la Figura 40.



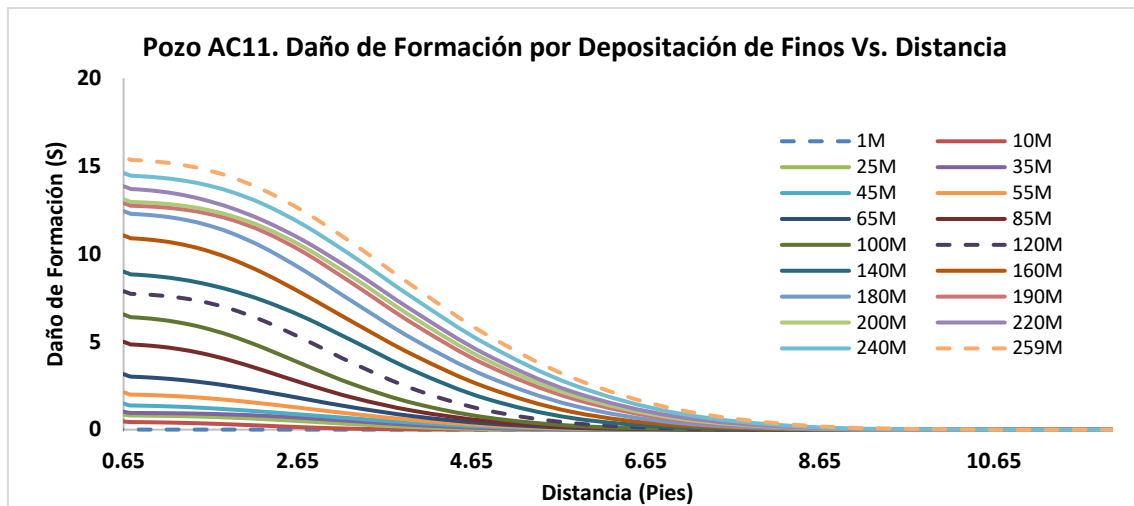
**Figura 38.** Porosidad Vs. Distancia para el pozo AC11.

Debido a los efectos acumulativos de los finos depositados, la porosidad y la permeabilidad disminuyen de forma acelerada con el tiempo.



**Figura 39.** Permeabilidad Vs. Distancia para el pozo AC11.

Los criterios de reducción máxima de porosidad se definen en función de la tasa de depositación con el tiempo. A medida que la producción de petróleo disminuye, la velocidad del fluido disminuye por lo que la tasa de depositación también disminuye como se muestra en la Figura 39. Para finalizar el estudio de los finos en pozo AC11, se predicen las curvas de daño de formación. Esto permite visualizar de manera cuantitativa el impacto del daño por la depositación de finos en la formación.



**Figura 40.** Concentración de Finos depositados Vs. Distancia para el pozo AC11.

El comportamiento de los finos es muy difícil de predecir si no se cuenta con la metodología adecuada para el diagnóstico. Los conceptos de movilización y deposición de finos se deben mezclar con pruebas de laboratorio y condiciones de producción de partículas en la formación productora. Como resultado se obtiene un simulador de escalamiento como lo es la herramienta “MODELO\_FINOS\_SINERGIAS”, la cual cuenta con tres etapas de diagnóstico: La predicción en el laboratorio, escalamiento de tasa crítica y estudio del flujo radial en el yacimiento.

## CONCLUSIONES

- Se desarrolló un simulador que permite escalar y predecir el daño por migración y depositación de finos. La metodología implementada representa los fenómenos y la magnitud del daño que puede ocurrir a escala de yacimiento.
- La prueba de laboratorio de flujo de finos en medios porosos de tasa crítica permite optimizar los parámetros del modelo matemático. Los parámetros optimizados representan la fenomenología que ocurre en el núcleo. El escalamiento a condiciones de yacimiento y geometría radial fue validado y permite demostrar su aplicabilidad en esta escala.
- La metodología propuesta permite estimar el daño asociado a procesos de partículas en función del radio, el perfil de velocidad y el tiempo para una escala de yacimiento.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Civan, F. *"Chapter 8, Particulate Processes in Porous Media"*. Reservoir Formation Damage. Gulf Publishing Co. pp 140-163. Houston. 2000.
- [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 Blocking Mechanisms on Formation damage*. SPE 16233. 1987.
- [7] 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.
- [8] Ohen, H.A. and Civan, F. *Predicting Skin Effects Due to Formation Damage by Fines Migration*. SPE 21675. 1991.
- [9] Ohen, H.A. and Civan, F. *Simulation of Formation Damage in Petroleum Reservoirs*. 1993. SPE 19420.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] Bedrikovetsky, P. Zeinijahromi, A. *Particle Detachment Under Velocity Alternation During Suspension Transport in Porous Media*. Transp Porous Med (2012) 91:173–197. 2012.

- [14] Civan, F. *Non- isothermal permeability impairment by fines migration and deposition in porous media including dispersive transport*. Transp Porous Med (2010) 85:233–258. 2010.
- [15] 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.
- [16] Bennion, D.B., *An Overview of Formation Damage Mechanisms Causing a Reduction in the Productivity and Injectivity of Oil and Gas Producing Formations*. JCPT; 41:11. 2002.
- [17] Ogolo, N., Olafuyi O., Onyekonwu M. *Effect of Nanoparticles on Migrating Fines in Formations*. SPE 155213. 2012.
- [18] Hibbeler, J. and Gracia T. *An Integrated Long-Term Solution for Migratory Fines Damage*. SPE 81017. 2003
- [19] Gruesbeck, C. and Collins, R. E. Entrainment and deposition of fine particles in porous media. SPE Journal, Vol. 22, No. 6, Diciembre 1982.
- [20] Sakar, A. K., and Sharma, M. M. Fines migration in two phase flow. Journal of petroleum technology, Mayo 1990.
- [21] Ezeukwu, T., Thomas, R. L., Gunnerod, T. Fines migration control in high water cut nigerian oil wells. Problem and solutions, SPE 39482 presented at the 1998 SPE formation damage control conference held in Lafayette, LA, Febrero 1998.
- [22] Olafuyi, O. Onyekonwu, M. *Effect of Nanoparticles on Migrating Fines in Formations*. Petroleum Technology Development fund. SPE 155213. 2012
- [23] Huang, T., Evans, B., Crews, J., Belcher, C., Baker Hughes Inc. Field case study on formation fines control with nanoparticles in offshore wells. SPE 135088. 2010.
- [24] Belcher, C., Seth, K., Hollier, R. and Paterustro, B. Maximizing production life with the use of nanotechnology to prevent fines migration, SPE 132152, SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition, 8-10. China. 2010. Pp. 1-6.
- [25] Huang, T., Crews, J., Willingham, J., Baker Hughes. Using Nanoparticle Technology to control formation fines migration. SPE 115384. 2008.
- [26] Habib, A., Ahmadi, M., Poyrafshary, P. and Ayatollali, S. Reduction of fines migration by nanoparticles injection, and experimental study, SPE 144196, SPE European Formation Damage conference, Noordwijk, Netherland, Pp. 1-16.
- [27] Ogolo N., Olafuyi O., Onyekonwu M. *Effect of Nanoparticles on Migrating Fines in Formations*. SPE 155213. 2012.

- [28] Mazariegos, D. Secado de arroz con cáscara en un lecho fluidizado al vacío, empleando vapor sobrecalentado. Universidad de las Américas Puebla. 2006.
- [ 29] Huang T., Clark D and Hughes B. Enhancing oil recovery through controlling formation fines migration at their sources in waterflooding reservoirs with nanoparticles. SPE 166294. 2013
- [ 30] Ogolo N. The Trapping Capacity of Nanofluids on Migrating Fines in Sand. SPE 167632-STU. 2013.
- [31] Mantilla C., Pedraza J., La Verde D., Application of zeta potencial studies in the development of an alternative process for the flotation of feldspar, Dyna, Año 2008, Nro. 154.
- [32] Zeta Potential: A Complete Course in 5 Minutes (The Interaction of Colloids), Zeta-Meter, Inc. 2012
- [33] Treybal, R. E. Operaciones de transferencia de masa. Segunda edición. McGRAW-HILL. 1988. Pp 623 - 713.
- [34] Khilar, K. C.; Fogler, H. S. Migration on fines in porous media. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht; Boston, 1998; pxxxi. 171p.