

# *Modelamiento geoquímico de la precipitación de Halita (NaCl) en yacimientos de gas.*

Recibido para evaluación: 27 de Junio de 2005  
 Aceptación: 26 de Sept de 2005  
 Entrega de versión final: 01 de Dic de 2005

José L. Lombana O.<sup>1</sup>  
 Elizabeth A. Jaramillo<sup>2</sup>  
 Guillermo A. Alzate E.<sup>3</sup>

## RESUMEN

El modelamiento como herramienta de la ingeniería de yacimientos cada día adquiere mayor importancia en la industria del petróleo pues permite abordar problemas complejos que se presentan en el proceso de extracción o de inyección de fluidos al yacimiento. Uno de estos problemas es el daño de formación, que resulta en un deterioro de las propiedades petrofísicas, el cual se genera entre otros factores, por la depositación de escamas tales como la halita (NaCl), como consecuencia de la alteración del equilibrio natural entre la roca y los fluidos en el medio poroso debido al flujo de gas.

Este artículo presenta un modelo numérico encaminado a valorar el daño de formación por precipitación de halita. El modelo considera flujo monofásico unidimensional e isotérmico y evalúa los cambios en porosidad y permeabilidad bajo diferentes escenarios y condiciones en el medio poroso.

La aplicación del modelo bajo diferentes condiciones de temperatura, salinidad del agua connata de formación, saturación inicial de salmuera y porosidad determinó que el mayor daño ocasionado se presenta al inicio del medio poroso, la temperatura es un parámetro fundamental y de especial efecto sobre la tasa de vaporización y por consiguiente en la precipitación de halita, la disminución relativa en la capacidad de flujo del medio poroso, reducción en porosidad y permeabilidad del mismo, es mayor a menor porosidad inicial, mayor concentración inicial y cantidad de la salmuera en el medio poroso.

**PALABRAS CLAVES:** modelamiento, daño de formación, precipitación de halita.

## ABSTRACT

The reservoir modeling is a tool that every day takes more importance in the petroleum industry due to multiple problems presented an also that can be afforded by it during the production of reservoir fluids from the porous media in petroleum reservoir. One of these is the formation damage which is reflected as a petrophysic properties change, caused among other factors by the scale precipitation of halite (NaCl) as a consequence of the original state alteration and thermodynamic balance disruption between the porous media and the fluids inside by the gas flow. By the gas flow over the connate water, the porous media reduce its water saturation due to water transferring from liquid to gas state.

In this study, a numeric model is developed to model the formation damage for halite precipitation. The model covers one-dimensional monophasic and isothermal gas flow and evaluates the porosity and permeability changes of porous media due to halite precipitation.

The model application for different conditions of temperature, connate water salinity, water saturation, and porosity indicates the following: the biggest damage is caused to the beginning of the porous media, temperature influences considerably the water vaporization rate and therefore the amount of halite precipitation, the lower the porosity of the porous media the bigger the formation damage degree, and finally, higher salinity and water saturation for the connate water in the porous media higher the formation damage degree is reached by the gas flow.

**KEYWORDS:** modeling, formation damage, halite precipitation.

<sup>1, 2, 3</sup> Escuela de Procesos y Energía, Facultad de Minas  
 Universidad Nacional de Colombia,  
 Sede Mellín. 2005

<sup>1</sup>jllomban@unalmed.edu.co  
<sup>2</sup>earias@unalmed.edu.co  
<sup>3</sup>gaalzate@unalmed.edu.co

## 1. INTRODUCCIÓN.

La capacidad de un yacimiento para producir fluidos se afecta por factores tales como el mecanismo de producción, la permeabilidad del yacimiento y la presión de los fluidos; y estos factores varían con el grado de agotamiento del yacimiento.

El cambio en las condiciones originales del yacimiento como resultado de los procesos de producción o inyección a través de los pozos, resulta en la alteración del equilibrio natural entre los fluidos presentes y la roca que los rodea, como consecuencia de la variación en la presión en el yacimiento y especialmente alrededor de los pozos.

Una mayor variación en la presión en la zona alrededor de los pozos resulta de la presencia de daño de formación [8,13,20,21]. Daño de formación es el resultado de todo proceso de intervención en el pozo y en la formación y que resulta en el cambio o alteración de las condiciones originales del medio poroso y los fluidos allí presentes, cuya consecuencia inmediata es la reducción en la capacidad de flujo del medio poroso y por ende reducción de la tasa de producción y de inyección en los pozos productores e inyectores.

El daño de formación resulta de la migración de partículas finas, hinchamiento de minerales arcillosos, conificación de agua, cambio de humectabilidad, formación de emulsiones, crecimiento y acumulación de bacterias, sensibilidad a fluidos inyectados o por la precipitación de escamas a partir de los cambios en presión, temperatura, saturación, y concentración salina de las salmueras de formación.

Una de las escamas más comunes en yacimientos de gas es la halita [10] ( $\text{NaCl}$ ), que se forma por el aumento gradual en la concentración de los iones sodio y cloruro producto de la alteración del equilibrio entre la salmuera connata y el gas que la rodea. Al fluir gas a alta tasa a través de una formación productora y en presencia de una fase acuosa que satura en forma parcial el medio poroso, se presenta un proceso gradual de humidificación del gas, es decir, transferencia de agua hacia el gas, que resulta en el aumento gradual en la concentración salina en la fase líquida. Bajo determinadas condiciones de presión, temperatura y composición, la fase líquida puede alcanzar estados críticos de concentración salina que redundan en la precipitación y posterior depositación de la sal, escama de halita, que deriva en una reducción en la capacidad de flujo del medio poroso.

El modelamiento de este fenómeno permite determinar la cantidad de agua evaporada y la alteración de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad). En este trabajo se propone un modelo que evalúa el daño de formación ocasionado por la precipitación de halita. Se elabora un simulador de flujo monofásico e isotérmico para el gas, malla regular y nodo centrado que evalúa los cambios en porosidad y permeabilidad en el medio bajo diferentes condiciones de flujo y de concentración salina de la salmuera. De igual forma, el modelo permite analizar el efecto de la composición del gas, la concentración salina de la salmuera y las características del medio poroso sobre la vaporización y el cambio de las propiedades petrofísicas del medio poroso.

Este artículo proporciona una base para nuevos trabajos que involucren el modelamiento matemático y numérico para la precipitación de escamas en medios porosos y su influencia en el

daño de formación. También se importante aclarar que este modelamiento busca reproducir los datos de laboratorio que se reportan en la literatura[15,20,21].

**TRABAJOS PREVIOS.** La Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, es pionera en el estudio del daño de formación y por supuesto en el daño ocasionado por la precipitación de escamas de Halita. Zuluaga et al [20,21], realizaron una serie de pruebas de laboratorio encaminadas a estudiar el daño causado en núcleos Berea por la precipitación de halita debido al flujo continuo de gas. Los autores identificaron dos períodos de vaporización; un período de vaporización constante y un período de vaporización decreciente, adicionalmente encontraron que la vaporización aumenta con la tasa de flujo y temperatura y disminuye con la salinidad de la salmuera.

Monsalve J. [15], investigó el efecto de la presión de poro sobre la tasa de vaporización de agua connata por flujo de gas seco, y reporta que la tasa de vaporización aumenta al disminuir la presión de poro a temperatura constante.

Plase & Smith [17], realizaron un estudio de campo acerca de la implementación de la inyección cíclica de agua de baja salinidad en la formación para remover los depósitos de halita en la cara de la formación y por ende a recuperar y mantener la productividad de los pozos.

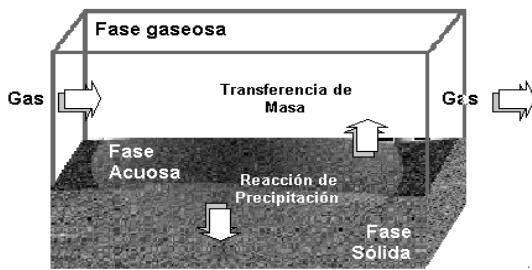
Betté & Heinemann [3], presentaron un modelo numérico composicional para simular la vaporización de agua debido al flujo de gas. Durante el desarrollo de la investigación observaron que la saturación de agua disminuía con el tiempo en los alrededores de los pozos de inyección como producto de la inyección de gas seco, el cual se humidifica al contacto con el agua en la formación.

Jasinski [11], realizó un estudio de predicción de escamas para un yacimiento bajo condición de alta temperatura y presión en la formación productora (HT/HP). El agua connata es rica en iones disueltos como cloruro, sodio, calcio, bario y estroncio. Para la prevención de escamas de halita la estrategia adoptada fue diluir el agua de la formación con agua de menor concentración de sales y los sulfatos fueron tratados por inhibición. En su estudio los autores concluyeron que el agua de formación proveniente de un pozo de alta presión y temperatura puede propiciar la depositación de escamas de halita. También observaron como la depositación de halita se forma por la caída de presión seguida por una vaporización de agua de formación por flujo de gas.

Moghadasi [14] presenta un estudio teórico y experimental de la reducción de la permeabilidad en medios porosos causada por la depositación de escamas. Concluye que las condiciones del grado de sobresaturación, la presencia de impurezas, el cambio en la temperatura, entre otras, determinan el grado y la velocidad del declive en la permeabilidad.

**MODELO FÍSICO.** Cuando gas fluye a través de un medio poroso en presencia de salmuera connata, éste se humidifica como resultado de la diferencia entre la presión de vapor del líquido y la presión parcial de vapor de agua en el gas. La reducción en el volumen del agua líquida facilita alcanzar condiciones de solubilidad crítica, momento en el cual la salmuera no puede retener más iones en solución y comienza la reacción de precipitación de sales presentes en la salmuera y por consiguiente la obstrucción al flujo.

El daño de formación generado a partir del proceso mencionado involucra una serie de fenómenos tales como transferencia de masa, reacciones de precipitación, alteración de la presión de vapor de la humedad presente en el sólido, entre otros. En la Figura 1, se presenta un esquema de los principales fenómenos involucrados en la precipitación de la escama halita como resultado del flujo continuo de gas. Es importante aclarar que las salmueras de formación en yacimientos de petróleo y gas presentan en general gran diversidad en los tipos de iones presentes, pero el presente estudio sólo considera que la salmuera de formación contiene iones Na<sup>+</sup> y Cl<sup>-</sup>.



**Figura 1.** Fenómenos presentes en la precipitación de la escama halita como resultado del flujo continuo de gas. (Fuente Propia)

**MODELO MATEMÁTICO.** La descripción matemática – microscópica del proceso de precipitación de escamas de halita en medios porosos debido al flujo de gas [1,2,5,18], supone flujo unidimensional e isotérmico, y plantea un balance de masa, el cual en su forma más básica se puede escribir como:

$$\text{Acumulació } n = \text{Entrada} - \text{Sálida} + \text{Generación} - \text{Consumo} \quad (1)$$

El balance de masa para el agua en estado gaseoso involucra términos de entrada y salida, difusivos y convectivos [4,19],

$$\frac{\partial(\phi A \rho_A)}{\partial t} dx = \phi A \rho_A V_A \Big|_x - \left( \phi A \rho_A V_A \Big|_x + \frac{\partial(\phi A \rho_A V_A)}{\partial x} dx \right) + \phi A J_A \Big|_x - \left( \phi A J_A \Big|_x + \frac{\partial(\phi A J_A)}{\partial x} dx \right) + \phi k_c (\rho^i - \rho_A) dA_c \quad (2)$$

En la ecuación (2), el término a la izquierda de la igualdad representa la acumulación de agua en un diferencial de longitud  $dx$ , el primer y segundo término entre paréntesis a la derecha de la igualdad representan los flujos difusivos y convectivos respectivamente, y el último término, la transferencia convectiva de masa de agua en forma de vapor hacia el gas.

Para simplificar la ecuación (2), se introduce el concepto de área específica  $a$ , la cual es el área superficial por unidad de volumen. Se considera que el área específica es constante ya que el núcleo no se deforma por fenómenos de esfuerzos y presiones externas.

$$a = \frac{A_c}{V} \Rightarrow dA_c = a A dx \quad (3)$$

Al reemplazar la ecuación (3) en la ecuación (2),

$$\frac{\partial(\phi\rho_A)}{\partial t} = -\frac{\partial(\phi\rho_A V_A)}{\partial x} - \frac{\partial(\phi J_A)}{\partial x} + \phi k_a (\rho^i - \rho_A) \quad (4)$$

Con las siguientes condiciones límites,

Para $x = 0$	$-D_{AB} \frac{d\rho_A}{dx} = 0$	$\forall t$
Para $t = 0$	$\phi k_a (\rho_A^i - \rho_A^g) = 0$	$\forall x$

La primera condición establece que al inicio del núcleo sólo existe flujo convectivo de gas; y la segunda, que para el tiempo inicial aun no se ha iniciado la transferencia de masa.

**MODELO NUMÉRICO.** Para resolver el modelo matemático y llevarlo a una forma más simple y fácil de solucionar, se hacen las siguientes suposiciones:

- La caída de presión a través del medio poroso es lineal y constante.
- En el gas prima el flujo convectivo sobre el difusivo. Éste no aporta significativamente al flujo total dado que el coeficiente de difusión es muy pequeño [2,18];
- La solubilidad del metano en el agua es muy baja [7];
- El exceso de sal, halita, en la salmuera precipita instantáneamente [16];
- No hay acumulación de gas y vapor de agua, adsorción, al interior del sólido en el medio poroso [6];
- Los granos de arena no se disuelven ni reaccionan con el líquido.

En el balance de masa, ecuación (4), el término de flujo convectivo se reemplaza en términos de la humedad absoluta  $Y_A$ , que se define como la razón entre la masa de agua y la masa de gas seco, y del flujo de gas seco  $F_g$ , que entra al sistema que se define como la masa de gas sobre tiempo.

$$Y_A = \frac{m_a}{m_g} \quad (5) \quad F_g = \frac{m_g}{t} \quad (6)$$

Para resolver la ecuación (4), se implementó una aproximación por diferencias finitas de primer orden en la dirección del flujo de gas a lo largo del medio poroso. La discretización de la ecuación para el balance de masa del vapor de agua resulta en:

$$F_g Y_{A,j} = F_g Y_{A,j-1} + k A_c (Y_{A,j}^i - Y_{A,j}^g) \quad (7)$$

La porosidad se evalúa en cada punto, y es la relación del nuevo volumen poroso sobre el volumen total para cada celda del medio físico.

$$\phi_{dam} = \frac{4}{\pi} \frac{V_{p,j}}{D^2 L} \quad (8)$$

El cambio en porosidad se determina con la expresión

$$\% \phi = \frac{(\phi_i - \phi_{dam})}{\phi_i} * 100 \quad (9)$$

La permeabilidad en cada anillo se determina con la expresión empírica [12]

$$K_{dam} = \frac{D_p^2}{c_1} \left[ \frac{\phi_{dam}^3}{(1 - \phi_{dam})^2} \right] \quad (10)$$

Finalmente, el daño se evalúa como,

$$Daño = \frac{(K_i - K_{dam})}{K_i} * 100 \quad (11)$$

**MODELO COMPUTACIONAL.** Se elaboró un modelo computacional para simular la vaporización del agua connata por el flujo de gas seco y la depositación de halita en medios porosos.

El código fuente fue desarrollado en lenguaje de programación Visual Fortran versión 6.1. El programa pronostica el cambio en las propiedades petrofísicas, porosidad y permeabilidad, a partir de la precipitación de halita. La Figura 2 muestra el diagrama de flujo del algoritmo de cómputo.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

El modelo de cómputo fue aplicado para estudiar el efecto de la temperatura, la concentración salina de la salmuera, la saturación inicial de la salmuera en el medio poroso y la porosidad inicial sobre el daño de formación. Las variables resultado se analizan en el tiempo y en el espacio para un mismo segmento o nodo del medio poroso; y al final se presenta la comparación de los resultados del modelo con los obtenidos en el laboratorio por Zuluaga et al. [20,21].

Los datos del caso base, sobre el cual se realizan modificaciones al valor de una determinada variable al momento de estudiar su efecto en particular, se presentan en la Tabla 1. Los resultados del modelo se presentan en términos de la tasa de vaporización y los cambios en porosidad y permeabilidad.

**Tabla 1.** Datos de entrada para cada simulación

<b>Datos de entrada</b>	
Caudal [l/min]	6.12
Presión de entrada [lpc]	26.7
Caída de presión [lpc]	12.0
Humedad absoluta del gas a la entrada [Kg agua / Kg gas seco]	0.0
Permeabilidad inicial [mD]	193.9
Diámetro del núcleo [cm]	3.77
Longitud del núcleo [cm]	5.315
Peso del núcleo seco [g]	118.6268
Temperatura [°R]	533.07
Concentración [g/l]	150
Saturación	0.2447
Porosidad inicial	0.2157

**Efecto de la temperatura.** La temperatura es determinante en las características del proceso de vaporización de agua y secado de medios porosos. La presión de vapor de la sustancia que se evapora, agua, es función de la temperatura y por ende afecta la magnitud de la fuerza motriz que promueve la transferencia de masa del líquido al gas, y por lo tanto, también las características posteriores de precipitación. También, propiedades del fluido tales como viscosidad, densidad, factor de compresibilidad, son función de la temperatura [1].

El efecto de la temperatura se estudió en el rango entre 530°R y 580°R (23°C y 50°C). En la figura 3 se presenta la tasa de

vaporización de agua en el medio poroso con el tiempo. Se identifican dos períodos en el proceso de vaporización, un primer período de tasa de vaporización constante y el segundo con tasa de vaporización decreciente. A las condiciones de flujo del gas, éste alcanza el contenido crítico de humedad y la presión de vapor de la salmuera disminuye al aumentar la concentración iónica, y por ende, la tasa de transferencia de agua al gas se reduce.

En las Figuras 4 y 5 se ilustra el cambio en porosidad y permeabilidad con el tiempo para el proceso de vaporización de la Figura 3. A mayor temperatura, mayor es la tasa de vaporización del agua y mayor es la masa de halita precipitada la cual se refleja en la pendiente de cada una de las líneas de temperatura, y por ende, mayor es el cambio en porosidad. El daño de formación por precipitación de halita (NaCl) es más pronunciado y comienza a tiempos más tempranos al aumentar la temperatura del proceso.

**Efecto de la saturación inicial de la salmuera.** El efecto de la saturación inicial de salmuera en el medio poroso se estudió para valores de  $S_w$  entre 10% y 25%. La concentración salina inicial de la salmuera es constante al igual que la temperatura, y por lo tanto la disminución de la presión de vapor al aumentar la concentración de NaCl es igual para cualquier  $S_w$ , y por lo tanto la magnitud de la tasa de vaporización en el período de tasa de vaporización constante alcanza un mismo valor, Figura 6. A menor  $S_{wi}$ , la aparición del período de tasa de vaporización decreciente se presenta a un tiempo menor, pues menor es la masa de líquido a evaporar, y el comportamiento es similar para cualquier valor de  $S_w$  en el rango de estudio.

En la Figura 7, se presenta el cambio de la porosidad con el tiempo. En correspondencia con el comportamiento manifiesto para la tasa de vaporización, también se presentan dos períodos para la variación de la porosidad con el tiempo. En el primer período, no se presenta reducción en la porosidad del medio poroso pues no ocurre precipitación de halita. La aparición de un segundo período está determinada por el valor de  $S_w$  en el medio poroso. A mayor valor de  $S_{wi}$ , más tardía es la aparición del período de reducción gradual y a tasa constante de la porosidad del medio poroso. Al igual que para la tasa de vaporización, la pendiente para todos los valores de  $S_{wi}$  es igual.

El efecto de la variación de  $S_w$  sobre la magnitud del daño ocasionado al medio poroso, guarda estrecha relación con la cantidad de salmuera presente, ya que a menor cantidad de ésta el porcentaje de daño es menor y se incrementa a medida que la saturación lo hace, Figura 8. La precipitación es uniforme en el tiempo por consiguiente el efecto de ésta en el daño también lo es, y para cada saturación el cambio ocurre con la misma tendencia. Asimismo la magnitud del daño final es diferente en cada caso, pues a pesar de que la concentración salina es igual, la masa de iones presentes difiere.

**Efecto de la concentración salina inicial de la salmuera.** La concentración salina inicial de la salmuera es una variable de gran importancia, puesto que la cantidad de iones en la solución es determinante en la fuerza motriz del proceso. Esta variable se estudió para concentraciones consideradas como bajas, moderadas y altas (60, 140 y 260 g/l).

En la Figura 9 se presenta el efecto de la concentración salina de la salmuera sobre la tasa de vaporización. Para un tiempo dado, la tasa de vaporización disminuye al aumentar la concentración salina;

ya que al aumentar la concentración salina aumenta la presión de vapor del agua, y la diferencia entre la presión de vapor en la interface de la salmuera y el gas disminuye.

En las Figuras 10 y 11 se presenta el cambio en porosidad y permeabilidad al variar la concentración salina inicial de la salmuera. La reducción en porosidad con el tiempo es mayor al aumentar la concentración salina. Aunque la tasa de vaporización es menor a mayor concentración salina, la masa de iones disponibles para precipitar aumenta al aumentar la concentración, figura 10. El valor final de porosidad que se reporta para el tiempo total de simulación es diferente en cada caso como consecuencia de la diferente cantidad de sal presente en la salmuera.

El efecto en la variación de permeabilidad, daño, también es notable y en el mismo sentido que para la porosidad, ya que a mayor concentración salina mayor es la cantidad de iones disponibles para precipitar y se presenta una mayor obstrucción al flujo. El tiempo de aparición del daño es inversamente proporcional a la concentración salina inicial de la salmuera, a mayor concentración salina menor el tiempo de aparición del daño y menor el lapso de tiempo que se requiere para alcanzar cierto nivel de daño en el medio poroso.

**Efecto de la porosidad inicial.** El efecto de la porosidad se estudió para el rango de porosidad entre 10% y 25%. El cambio en la porosidad con el tiempo como consecuencia de la precipitación de halita es mayor a menor valor de porosidad inicial, Figura 12. El inicio de la reducción de porosidad por la precipitación de sal se presenta más temprano a menor valor de porosidad inicial, y la tasa de reducción de la porosidad es mayor a menor valor de porosidad, lo cual se refleja en una mayor pendiente. Para un tiempo dado del proceso, el porcentaje de cambio en la porosidad alcanza un valor final diferente, puesto que a menor porosidad mayor es la variación o cambio en el medio poroso como resultado de igual precipitación de NaCl.

En igual sentido, a menor porosidad, mayor es el daño ocasionado en términos de permeabilidad, ya que mayor es la reducción porcentual en el volumen poroso por efecto de la precipitación de halita, Figura 13. La precipitación de halita toma más tiempo en aparecer al aumentar la porosidad y la reducción de permeabilidad es mayor una vez comienza el periodo de precipitación al disminuir la porosidad inicial del medio poroso. Los valores finales de daño difieren, ya que la masa de halita precipitada es igual al final del tiempo de secado, sin embargo la obstrucción es mayor para un medio poroso con menor valor de porosidad.

**Perfil de las propiedades petrofísicas.** El cambio en porosidad y permeabilidad a lo largo del medio poroso, perfil, se presenta en las Figuras 14 y 15 respectivamente. El medio poroso que se implemento como modelo físico en la simulación se dividió en 10 anillos, nodos, y el valor de porosidad y permeabilidad que se presenta, es el valor que reporta el modelo para dicho anillo. Se observa un cambio mucho mayor para ambas propiedades al inicio del medio poroso, pues es en esta zona donde el gas que entra al medio poroso incorpora la mayor cantidad de agua y por ende es en dicha zona donde se presentan más temprano y en mayor magnitud la precipitación de NaCl. Al entrar el gas al medio poroso, éste presenta una cantidad mínima de agua en fase vapor y por ende se humidifica en forma progresiva a medida fluye a través del medio poroso; por consiguiente, en cada sección la cantidad de agua que se transfiere hacia el gas disminuye.

**Comparación resultados del modelo con datos experimentales.** Zuluaga et al [20,21] realizaron una serie de pruebas de laboratorio encaminadas a estudiar el daño causado en núcleos Berea por la precipitación de halita debido al flujo continuo de gas. Los valores para las variables y parámetros que se reportan en dicho trabajo de laboratorio, se constituyen en los datos de entrada para el modelo de cómputo con el objetivo de comparar los resultados en ambos casos.

En general se observa que la tendencia para las variables analizadas, agua recuperada y tasa de vaporización, es similar. Para la concentración salina de 150 g/l se obtuvo el mejor ajuste, ya que el tiempo en el cual hay cambio de pendiente es similar para ambas variables, Figuras 16 y 17.

En las figuras 18 y 19 se ilustra el comportamiento de la tasa de vaporización y el agua recuperada para concentraciones moderadas y bajas. Los resultados de laboratorio reportan tiempos menores a concentraciones bajas, pero el modelo numérico sugiere lo contrario dada la mayor cantidad de agua a evaporar para una misma saturación inicial. Además, el modelo predice una menor cantidad de agua vaporizada para un mismo tiempo. Los autores del trabajo experimental, reportan la existencia de errores en el montaje y falta de precisión en la medición de algunas variables reportadas [20].

En la tabla 2 se presentan los valores experimentales reportados para el porcentaje de daño [20,21] y los valores calculados a partir del modelo para diferentes valores de concentración salina de la salmuera. A concentraciones moderadas y altas (55 y 150 g/l), se observa cierta similitud en los valores de daño, mientras que a la menor concentración de la salmuera se observa una gran diferencia entre los valores; siendo el valor para el modelo mucho mayor que el valor experimental reportado. A diferencia del trabajo experimental, el cual evalúa en forma directa el valor final de la permeabilidad del medio poroso después del proceso de vaporización de la salmuera y precipitación de la halita; el modelo teórico asume el uso de una correlación empírica [9] para calcular el cambio en la permeabilidad del medio poroso a partir del cambio en porosidad.

**Tabla 2.** Porcentaje de daño.

Concentración salmuera (g/l)	Daño experimental	Daño numérico
15	18	30
55	52	56
150	70	64

## CONCLUSIONES.

Del trabajo realizado y sus resultados se puede concluir:

- La tasa de vaporización de agua por flujo de gas aumenta en forma drástica con el aumento de la temperatura y la saturación inicial de agua.
- La concentración salina inicial del agua determina la curva de vaporización. A menor concentración salina inicial, mayor será la tasa de vaporización.
- La velocidad del gas afecta la tasa de vaporización en mayor grado que el área transversal de flujo disponible para el gas. Al

aumentar la porosidad disminuye la velocidad, y disminuye la tasa de vaporización.

- La correlación empírica utilizada para calcular el cambio en la permeabilidad a partir del cambio en la porosidad como consecuencia de la precipitación de halita, resulta en valores de daño de formación superiores a 90%, los cuales se sugieren como daños excesivamente altos.
- A mayor temperatura mayor es el daño por precipitación de halita, y el inicio del proceso de precipitación se presenta a tiempos menores, es decir, el daño se manifiesta más temprano. De igual forma, a mayor temperatura mayor es el cambio en porosidad como resultado de la precipitación de halita.
- A menor saturación inicial de salmuera en el medio poroso menor el cambio en porosidad, y por ende menor el daño del medio poroso por efecto de la vaporización del agua por el flujo de gas.
- El cambio en porosidad y permeabilidad con el tiempo una vez inicia la precipitación de sal, es mayor para un medio poroso de menor porosidad inicial.
- El daño de formación, valorado como la reducción en permeabilidad, no presenta un comportamiento lineal con el tiempo cuando se analiza como función de las variables en estudio.
- Los resultados del modelo a concentraciones moderadas y altas tienen una buena aproximación a los datos experimentales. El mejor ajuste se logró para una concentración de 150 g/l.
- El perfil del cambio en porosidad a lo largo del medio poroso es similar para todas las variables analizadas, es mayor al inicio que al final del medio poroso y al aumentar el tiempo de flujo este cambio es más evidente.

## NOMENCLATURA

$N_{i,j}$	Flujo de masa de $i$ en dirección $j$	[ M/L <sup>2</sup> t ]
$x_A$	Fracción molar de A	[adimensional]
$D_{AB}$	Difusividad de A en B	[ M/L <sup>2</sup> ]
$K_c$	Coeficiente convectivo de transferencia de masa	[ L/t ]
$C$	Concentración total	[ mol/L <sup>3</sup> ]
$C_{A0}$	Concentración de A en la interface	[ mol/L <sup>3</sup> ]
$C_{Af}$	Concentración de A en el gas	[ mol/L <sup>3</sup> ]
$\phi$	Porosidad	[adimensional]
$A$	Área total transversal del medio poroso	[L <sup>2</sup> ]
$\rho_A$	Densidad de A en estado gaseoso	[ M/L <sup>3</sup> ]
$\rho_A^i$	Densidad de A en la interface	[ M/L <sup>3</sup> ]
$V_A$	Velocidad de A	[L/t]
$J_A$	Flujo de masa difusivo	[ M/L <sup>2</sup> t ]
$a$	Área específica	[ L <sup>2</sup> /L <sup>3</sup> ]
$A_c$	Área de contacto	[ L <sup>2</sup> ]
$V$	Volumen	[ L <sup>3</sup> ]
$N_{an}$	Número de segmentos en los que se divide el medio poroso	

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AMYX, J. Petroleum Reservoir Engineering. McGraw-Hill, 610p., 1960.
2. BETANCOURT R. Fenómenos de Transporte. Universidad Nacional de Colombia. Sede Manizales 1991.
3. BETTE S. & HEINEMANN R. Compositional modeling of high-temperature gas-condensate reservoirs with water Vaporization. SPE 18422. 1989.
4. BIRD R. Fenómenos de Transporte. Editorial Reverté S.A. 2001.
5. CASTELLAN G. Fisicoquímica. Segunda Edición. Ed. Pearson. 1987.
6. CHANG R. Química. Sexta Edición. Ed Mc Graw Hill 1999.
7. CHEJNE F. Ecuaciones de balance. Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín. 2003.
8. CIVAN F. Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment and Mitigation. Gulf Publishing Company, 2000.
9. HOYOS B. MEJIA M. Fundamentos de termodinámica clásica. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 2001.
10. HURLBUT C. Manual de Mineralogía de Dana. Tercera edición, Reverte S.A. 1992.
11. JASINSKI R. SCHLUMBERGER D. SABLEROLLE W. Scale prediction and control for the Heron Cluster. SPE 38767. 1997.
12. KOTLAR H. THOMAS R. BRYDON H. KARLSTAD S. Gravel-pack damage removal in horizontal and vertical wells. SPE 54724. 1999.
13. MELO J. & PATIÑO J. Un modelo sistematizado para simular el daño de la formación por fenómenos de partículas. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín. 1998.
14. MOGHADASI J. JAMILAHMADI M. SHARIF A scale formation in oil reservoir and production equipment during water injection (Kinetics of CaCO<sub>4</sub> and CaCO<sub>3</sub> crystal growth and effect on formation damage). SPE 82233. 2003.
15. MONSALVE J. Efecto de la variación de la presión de poro sobre la tasa de vaporización de agua connata por flujo de gas seco. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín 2004.
16. PERRY R. Manual del Ingeniero Químico. Sexta Edición, McGraw Hill Company.
17. PLACE M., SMITH J. An usual case of salt plugging in a high-pressure sour gas well. SPE 13246. 1984.
18. SMITH J. VAN NESS H. ABBOTT M. Introducción a la termodinámica en Ingeniería Química. Quinta edición. Ed. Mc Graw Hill. 2001.
19. TREYBAL R. Operaciones de Transferencia de Masa. Ed. Mc

Graw Hill, segunda edición 2002.

20. ZULUAGA E., MUÑOZ N., OBANDO G. Estudio experimental de la vaporización de agua connata por flujo de gas. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín. 2001.

21. ZULUAGA E. RENDON A. CASTRILLON J. Determinación del daño acumulado por vaporización de agua y perfil de depositación de Halita en un medio poroso por flujo de gas seco. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín. 2002.

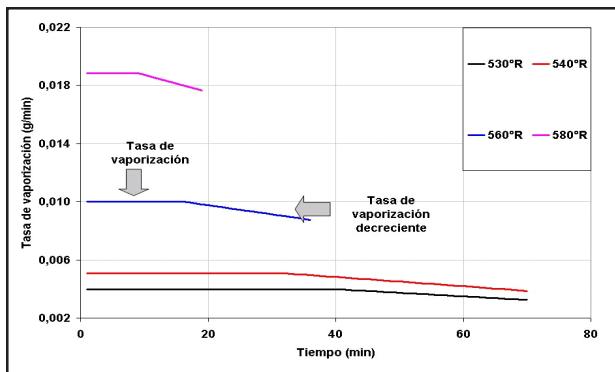


Figura 3. Efecto de la temperatura sobre la tasa de vaporización.

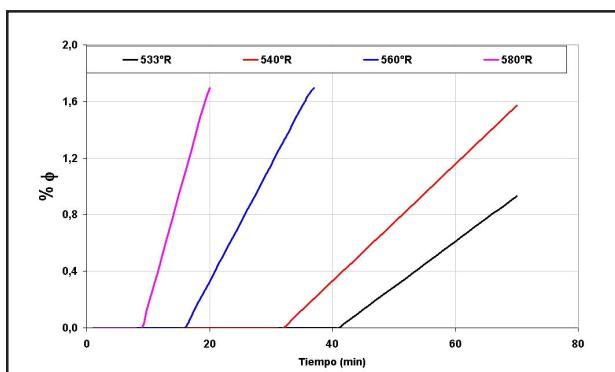


Figura 4. Reducción de porosidad con la temperatura.

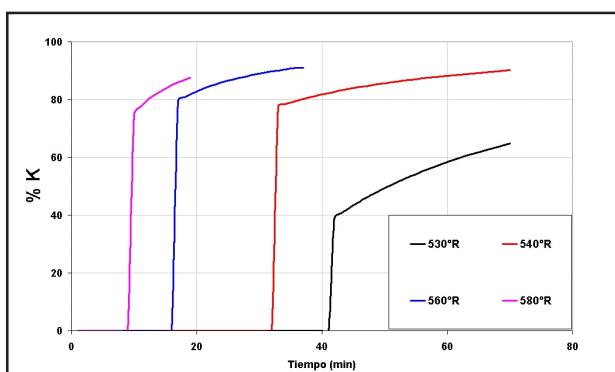


Figura 5. Reducción de la permeabilidad con la temperatura.

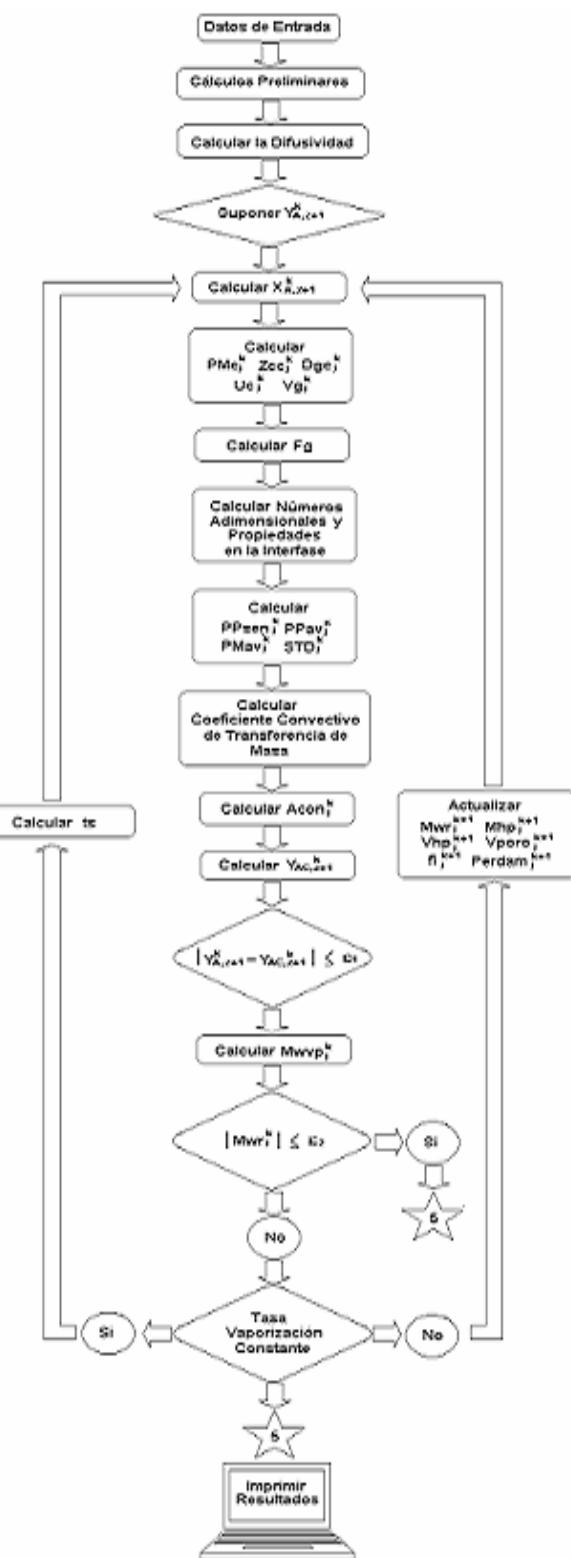


Figura 2. Diagrama general de bloques del modelo.

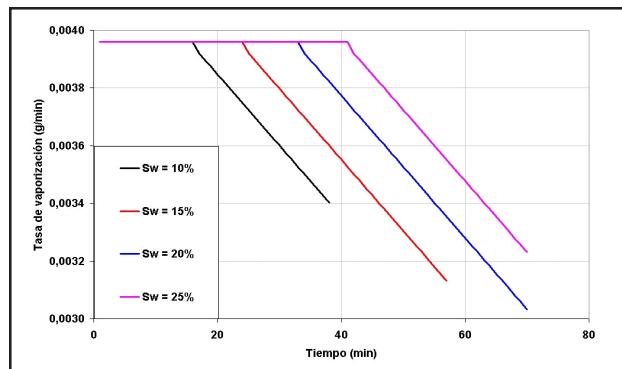


Figura 6. Efecto de la saturación inicial de salmuera,  $Sw_i$ , sobre la tasa de vaporización.

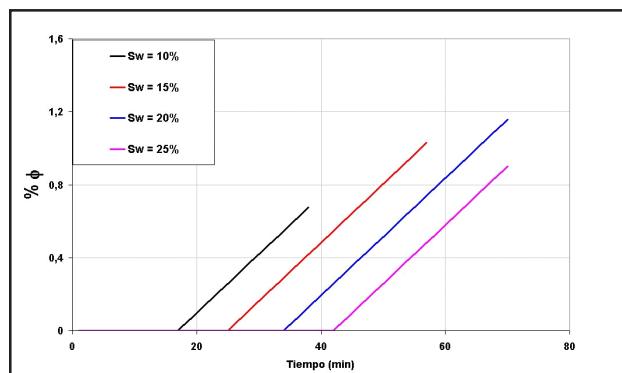


Figura 7. Reducción en la porosidad con la saturación inicial.

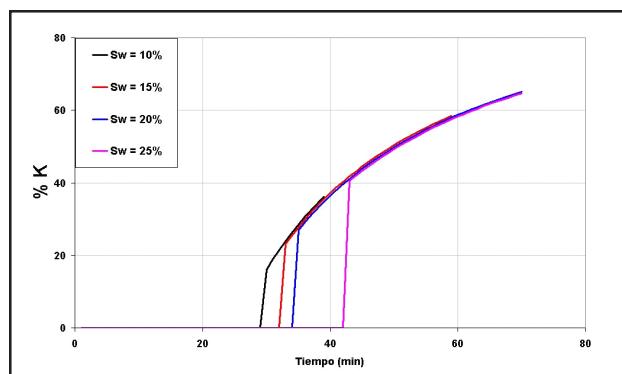


Figura 8. Reducción de la permeabilidad con la saturación inicial.

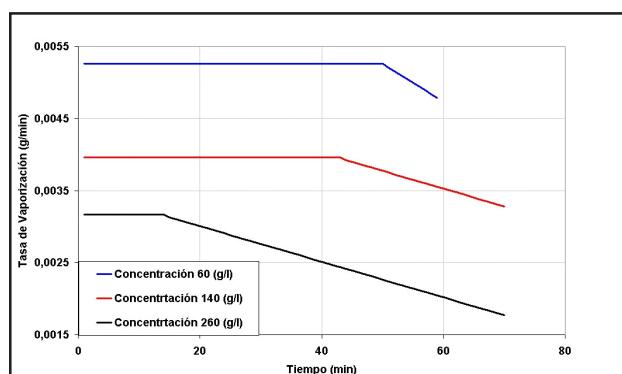


Figura 9. Efecto de la concentración inicial de la salmuera sobre la tasa de vaporización.

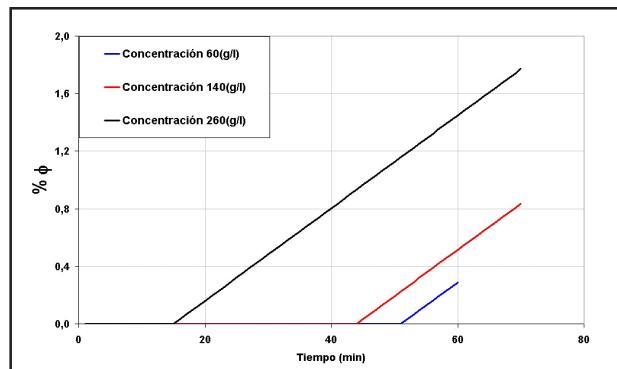


Figura 10. Reducción en la porosidad con la concentración inicial de la salmuera.

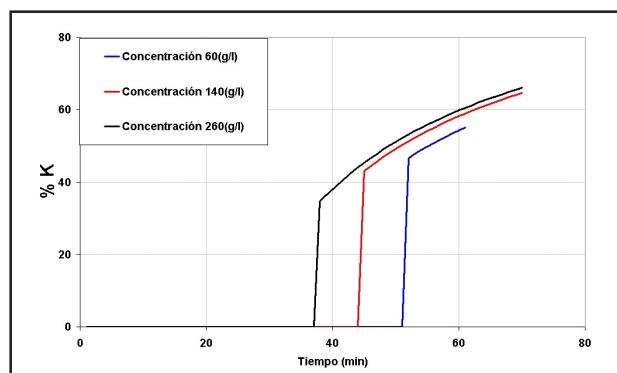


Figura 11. Reducción de la permeabilidad con la concentración inicial.

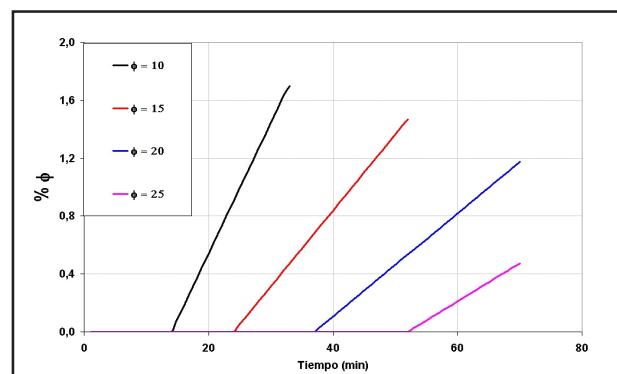


Figura 12. Reducción de porosidad con la porosidad inicial.

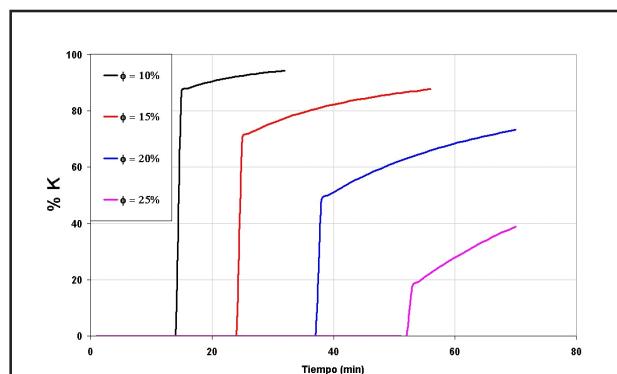


Figura 13. Reducción de la permeabilidad con la porosidad inicial.

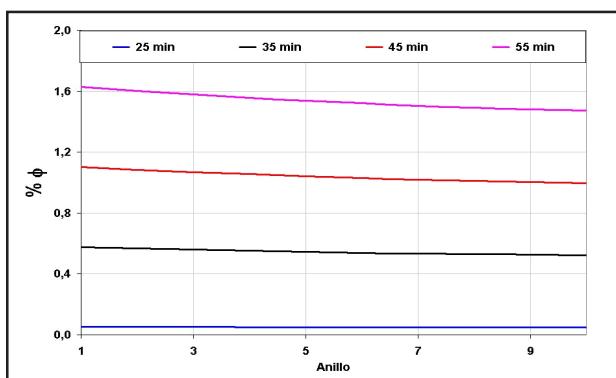


Figura 14. Perfil de porosidad en el medio poroso.

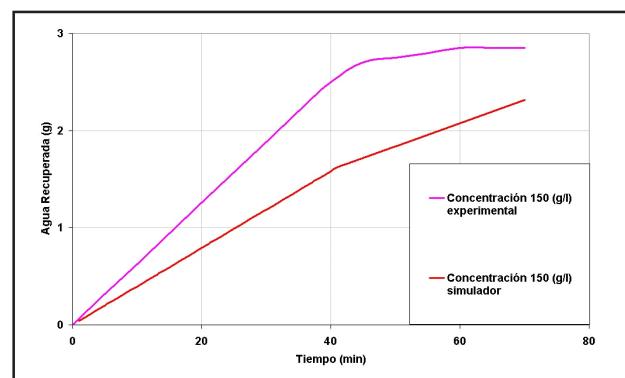


Figura 17. Agua recuperada para altas concentraciones. Modelo numérico y experimental.

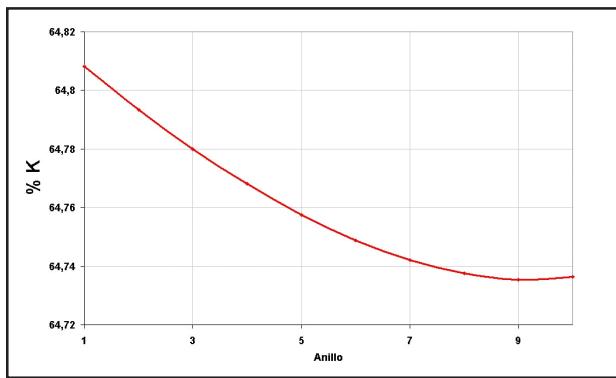


Figura 15. Perfil de permeabilidad final en el medio poroso.

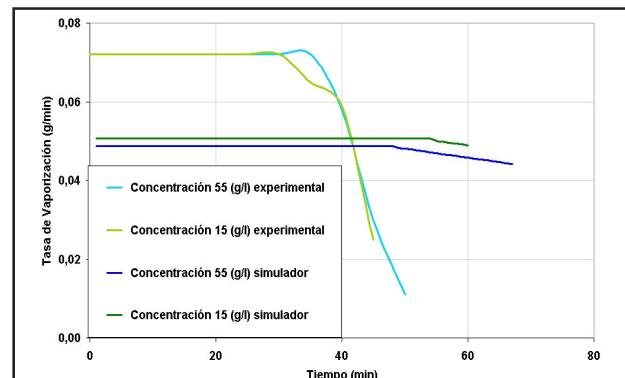


Figura - 18. Tasa de vaporización para concentraciones moderadas y bajas. Modelo numérico y experimental.

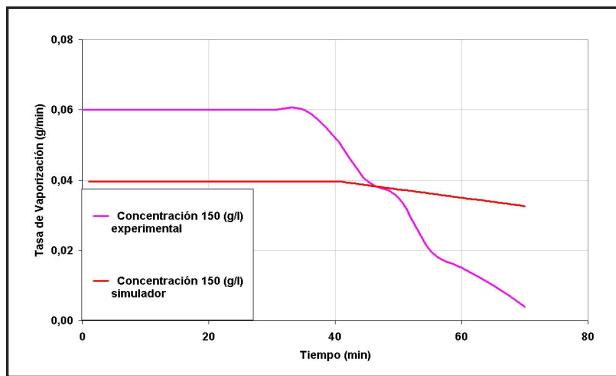


Figura 16. Tasa de vaporización para altas concentraciones. Modelo numérico y experimental.

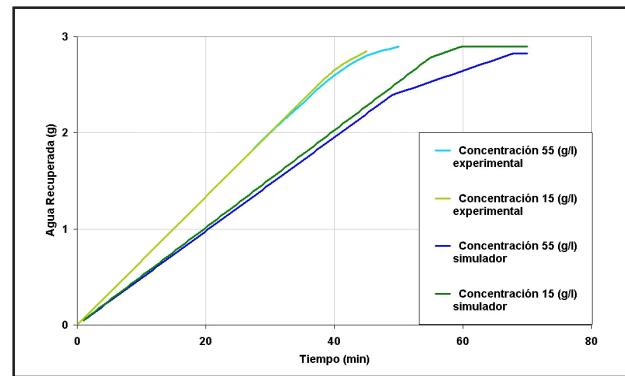


Figura 19. Agua recuperada para concentraciones moderadas y bajas. Modelo numérico y experimental.