

# Efecto del Flujo No Darcy y el desequilibrio en transferencia de masa sobre el comportamiento de la productividad de pozos en yacimientos de gas condensado\*

*Eduardo Montalvo Monje\*\*  
Carlos Andrés Lancho\*\*\**

## **Resumen**

Para el flujo de fluidos a través de un medio poroso a bajas o moderadas tasas, la caída de presión en la dirección del flujo es proporcional a la velocidad del fluido, y la expresión matemática utilizada para su modelamiento es la ley de Darcy (flujo laminar). A tasas de flujo más altas, además del efecto de la viscosidad representado en la ecuación de Darcy, hay una fuerza inercial actuando y se debe a que las partículas del fluido se mueven a distintas velocidades en su trayectoria a través del medio poroso. Bajo estas circunstancias la ecuación de flujo apropiada es la de Forchheimer (flujo turbulento).

Desde el punto de vista del fenómeno de transferencia de masa, en simulación de yacimientos, se asume un equilibrio termodinámico instantáneo entre los fluidos. En la región cercana al pozo, lugar en donde se presentan altas caídas de presión y altos caudales de flujo, éstos no pueden dar tiempo para que dicho equilibrio termodinámico ocurra. El líquido puede ser transportado en forma de nube (spray) en la fase gas. Si éste fuera el caso, la cantidad de líquido condensado en la región cercana al pozo podría ser baja, según la predicción de los simuladores; sin embargo los resultados de la simulación pueden llegar a sobreestimar la productividad del pozo. Hoy en día, este fenómeno puede ser modelado con la existencia de los simuladores de yacimientos, junto con la introducción de ecuaciones de estado (EOS).

En este estudio se realizó el modelamiento de los efectos del flujo no darcy y del desequilibrio en transferencia de masa sobre el comportamiento de la productividad de pozos en yacimientos de gas condensado, utilizando el simulador Eclipse 300. Se estructura un modelo composicional, bidimensional, bifásico, radial, bloques centrados, usando la ecuación de estado de Peng-Robinson, para evaluar el comportamiento de la presión de fondo de pozo (BHP), el perfil de saturación de condensado y el comportamiento de las permeabilidades relativas.

**Palabras Clave:** EOS (Ecuaciones de estados), Flujo laminar, Flujo No Darcy.

\* *Jairo A. Sepúlveda G. Director Proyecto de Grado. M.Sc. Ingeniería de Petróleos. Profesor Titular. Universidad Surcolombiana. Líder Grupo de Investigación de Comportamiento de Fases (COFA). jsepulve@usco.edu.co*

\*\* *Ingeniero de Petróleos. Universidad Surcolombiana*

\*\*\* *Ingeniero de Petróleos. Universidad Surcolombiana*



### Abstract

For the flow of fluids through a porous middle to drops or moderates rates, the fall of pressure in the direction of the flow is proportional to the velocity of the fluid, and the mathematical expression utilized for its modelamiento is the law of Darcy (flow to laminate). To higher rates of flow, besides the effect of the viscosity represented in the equation of Darcy, there is a force inertial acting and themselves due to that the particles of the fluid move to different velocities in their path bias of the porous middle. Under these circumstances the equation of appropriate flow is that of Forchheimer (turbulent flow).

As of the point at sight of the phenomenon of transfer of mass, at simulation of deposits, it self assume one pose thermodynamic instantaneous in-between the fluent. On the region not distant at the shaft, venue in which itself presentable lofty fallen of pressure and lofty caudal of inflow, these not it can tender tense in order to saying pose thermodynamic it happens. The liquefied it may be conveyor in shape of cloud (spray) on the stage gas. Whether is it might be the occurrence, her qty of liquefied condensed on the region not distant at the shaft decayed creature he lowers, according to the prediction of the counterfelters, albeit the aftermath of the simulation it can get in to sobreestimar her productivity of the shaft. Nowadays, this phenomenon it may be fashion with her occurrence of the counterfelters of deposits, together with her introduction of equations of status EOS).

In this survey itself she achieved the modelamiento of the impacts of the inflow not Darcy and of the gap at transfer of pasta at the behavior of the productivity of shafts at deposits of gas condensed, utilizing the simulator Eclipse 300. Itself structure one model compositions bidimensional biphasic, radial, block centered, using her equation of status of Peng Robinson.

**Key words:** EOS (Equation of state used), Laminar flow, No Darcy Flow

### Introducción

En la actualidad los grandes yacimientos de hidrocarburos están siendo descubiertos cada vez a mayores profundidades, lo cual aumenta el grado de complejidad en su desarrollo. A estas condiciones de mayor profundidad, temperatura y presión es común encontrar yacimientos de gas condensado.

El problema en los yacimientos de este tipo se evidencia cuando durante la producción del pozo, la presión de fondo fluyendo cae por debajo del punto de rocío (dew point) del fluido, y por lo tanto se forma una fase líquida. Esta condensación tiene lugar alrededor de la cara del pozo, trayendo consigo una disminución en la permeabilidad efectiva al gas y variación en la composición del fluido en el yacimiento. Debido a las bajas viscosidades de los fluidos, en las cercanías a la cara del pozo se presentan altas velocidades de flujo, a tal punto que se tiene régimen turbulento y la ecuación de Darcy no es apropiada para describir el movimiento de los fluidos, haciendo necesario el estudio

de otros modelos para representar el flujo y determinar el efecto de estas velocidades sobre la productividad de estos yacimientos.

### Descripción del Yacimiento y el Fluido usado para la Simulación

Dentro de la categoría de los yacimientos que se simulan en simuladores composicionales, se incluyen los yacimientos de gas y condensado con condensación retrograda. Las propiedades de las fases gas - aceite y su equilibrio se calculan por medio de correlaciones que están en función de la presión y de la composición y más recientemente por medio de ecuaciones de estado. Es así como el Eclipse 300, un simulador composicional, cuenta con cuatro diferentes ecuaciones de estado que pueden ser utilizadas: Peng-Robinson, Redlich-Kwong, Soave-Redlich-Kwong y Zudievitch-Joffe-Redlich-Kwong.

En el presente estudio, se estructura un modelo composicional, tridimensional, bifásico, radial, bloques centrados, empleando Eclipse E300,

activando el uso de la ecuación de estado de Peng-Robinson para evaluar el comportamiento de la presión de fondo de pozo (BHP), el perfil de saturación de condensado, entre otras variables, de un pozo productor en un yacimiento de gas condensado donde la presión inicial de reservorio está por arriba del punto de rocío.

El trabajo de simulación estudia principalmente la porción del yacimiento cerca al pozo, donde ocurre el flujo no darcy y el desequilibrio en la transferencia de masa. El pozo se controla produciendo a tasa de gas constante y está completado por sólo una conexión. La simulación básicamente consiste en la reproducción de una prueba de caída de presión en un pozo, en la cual el pozo fluye

por un periodo de tiempo considerable (8580 días).

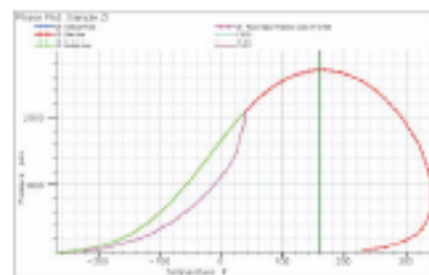
Se asume un medio poroso homogéneo, por eso la porosidad y la permeabilidad para cada celda se suponen constantes con valores de 15% y 6 md, respectivamente. El radio total del yacimiento es de 3000 ft, con un espesor uniforme (300ft), a profundidad de 8000 ft. La permeabilidad de la roca sólo existe en la dirección radial. No se tienen en cuenta efectos capilares y gravitacionales, sólo el efecto darcy. La figura 2, ilustra el modelo de reservorio simulado.

El fluido a usar es un gas condensado cuya composición se puede ver en la tabla 1.

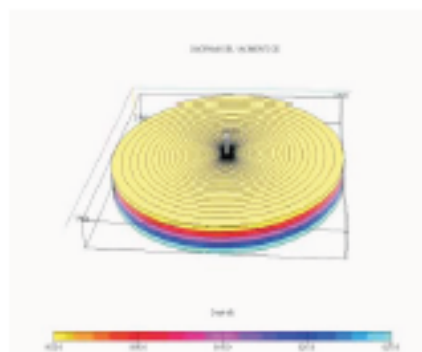
**Tabla 1. Composición del fluido utilizado**

Componente	Zi %	Fración En Peso	Peso Molecular	$\gamma$
N2	0.2	0.20926		
CO2	1	1.6438		
C1	69	41.346		
C2	9.58	10.76		
C3	10	16.47		
IC4	1.41	3.061		
NC4	4	8.6838		
IC5	1.4	3.7728		
NC5	2	5.3897		
C6	0.09	0.28237		
C7+	1.32	8.3814	170	0.80707

En la figura 1 se observa el diagrama de fases del fluido usado.



**Figura 1.** Diagrama De Fase Del Fluido De Yacimiento  
Presión De Rocío: 2707.3247 Pa



**Figura 2.** Modelo Del Yacimiento Simulado



### Modelación del Flujo No Darcy

El flujo dependiente de la velocidad es un efecto no darcy.

La expresión para flujo darcy es:

$$q = \left( \frac{KA \Delta P}{\mu} \right) \frac{1}{dx} \quad (2-1)$$

Despejando el gradiente de presión

$$\frac{dP}{dx} = \left( \frac{\mu}{KA} \right) q \quad (2-2)$$

donde:

- q = caudal, cm<sup>3</sup> / s
- K = permeabilidad, Darcy
- A = área transversal al flujo, cm<sup>2</sup>
- μ = viscosidad, cp
- dP / dx = gradiente de presión, atm / cm.

En unidades de campo:

$$q = 0.00112712 \left( \frac{KA \Delta P}{\mu} \right) \frac{1}{dx} \quad (2-3)$$

donde,

- q = caudal, RB / D
- K = permeabilidad, md
- A = área transversal al flujo, ft<sup>2</sup>
- μ = viscosidad, cp
- dP / dx = gradiente de presión, psi / ft

Cuando se considera flujo no darcy el simulador composicional Eclipse 300 emplea la ecuación propuesta por Holditch y Morse<sup>1</sup> y se adiciona un término dependiente de la velocidad a la ley de darcy.

Retomando en unidades cgs. Tenemos:

$$\frac{dP}{dx} = \left( \frac{\mu}{KA} \right) q + \beta \rho \left( \frac{q}{A} \right)^2 \quad (2-4)$$

donde:

- ρ = densidad del fluido.
- q / A = velocidad del fluido.

La ecuación anterior se puede expresar de la siguiente forma:

$$\frac{dP}{dx} = \left( \frac{\mu}{KA} \right) q \left( 1 + \frac{\beta \rho q K}{A \mu} \right) \quad (2-5)$$

$$q = \left( \frac{KA}{\mu} \right) \left( \frac{dP}{dx} \right) = \left( \frac{KA}{\mu} \right) \left( \frac{dP}{dx} \right) F_{ND} \quad (2-6)$$

Donde  $F_{ND}$ , el factor de flujo no darcy, se expresa como:

$$F_{ND} = \frac{1}{\left( 1 + \frac{\beta \rho q K}{A \mu} \right)} \quad (2-7)$$

El Factor de Flujo de No Darcy en unidades de

campo es:

$$F_{ND} = \frac{1}{1 + \frac{C_2 \beta \rho q K}{A \mu}} \quad (2-8)$$

Donde:

- ρ = densidad de la fase lb. / ft<sup>3</sup>
- q = rata de flujo RB/día
- K = permeabilidad en mD
- A = área en ft<sup>2</sup>

La constante  $C_2$  es:

$$\begin{aligned} C_2 &= \left( \frac{g}{cm^3} \right) \left( \frac{lb}{ft^3} \right) \left( \frac{cm^3}{s} \right) \left( \frac{RB}{da} \right) \left( \frac{D}{mD} \right) \left( \frac{ft^2}{cm^2} \right) \\ &= \left( \frac{da}{s} \right) \left( \frac{g}{lb} \right) \left( \frac{ft^3}{RB} \right) \left( \frac{ft^2}{cm^2} \right) \left( \frac{D}{mD} \right) \\ &= \frac{1}{(24,3600)} (453,592) (5,614583) (0,001076391) (0,001) \\ &= 3,172774512 * 10^{-6} \end{aligned}$$



### Construcción de Flujos

Como la velocidad de flujo es función de  $F_{no}$  y como  $F_{no}$  es función de la velocidad de flujo, tenemos dos ecuaciones para la solución de la fase p:

$$F_{no} = \frac{1}{C_2 \beta \rho_f q K} \left( 1 + \frac{A \mu_f}{\rho_f K} \right) \quad (3-1)$$

$$q = F_{no} T \left( \frac{K_{gr}}{\mu_f} \right) \Delta \phi_f \quad (3-2)$$

Sustituyendo q en la ecuación de FND tenemos:

$$F_{no} = \frac{1}{C_2 \beta \rho_f F_{no} T \left( \frac{K_{gr}}{\mu_f} \right) \Delta \phi_f K} \left( 1 + \frac{A \mu_f}{\rho_f K} \right) \quad (3-3)$$

Reagrupando el término del denominador

$$B = \left( \frac{C_2 \beta \rho_f T K}{A} \right) \left( \Delta \phi_f \right) \left( \frac{\rho_f K_{gr}}{\mu_f} \right) \quad (3-4)$$

Al reemplazar obtenemos:

$$F_{no} = \frac{1}{1 + B F_{no}} \quad (3-5)$$

$$B F_{no}^2 + F_{no} - 1 = 0$$

El programa imprimió la máxima desviación del factor no Darcy de la unidad al final de cada paso de tiempo.

### Modelo Forchheimer Eclipse 300

Cuando el fluido se encuentra en la zona de flujo turbulento, aparecen los efectos inerciales, debido a que las partículas se mueven a diferentes velocidades, esto se expresa por medio del parámetro Forchheimer  $\beta$ , este es aplicado al modelo básico de flujo darcy, hay varias formas de calcularlo.

Dos modelos son válidos para calcular  $\beta$ .

En el programa Eclipse 300 están disponibles dos modelos para calcular  $\beta$ . La expresión para el modelo (1) es:

$$\beta_j = \frac{a_j}{\phi^{b_j} S_{oj}^{c_j} (KK_{rj})^{d_j}} \quad (4-1)$$

La expresión para el modelo (2), es:

$$\beta_j = \beta_{dj} S_{oj}^{c_j} (KK_{rj})^{d_j} \quad (4-2)$$

Donde los parámetros (a), b), c), d) ó (βd), c), d) son, y deben ser determinados experimentalmente.

En el trabajo original hecho para el efecto Forchheimer se ha tomado en cuenta el espacio poroso ocupado por el hidrocarburo y parece ser apropiado redefinir estas expresiones, así:

$$\beta_j = \frac{\tilde{a}_j}{(KK_{rj})^{d_j}} \quad (4-3)$$

$$\beta_j = \tilde{\beta}_{dj} (KK_{rj})^{d_j} \quad (4-4)$$



Donde:

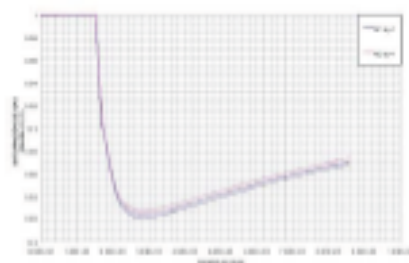
$$\tilde{a}_j = \frac{a_j}{\phi_0^b (1 - S_{w0})^c} \quad (4-5)$$

$$\tilde{\beta}_j = \beta_j (1 - \tilde{S}_{w0})^c \quad (4-6)$$

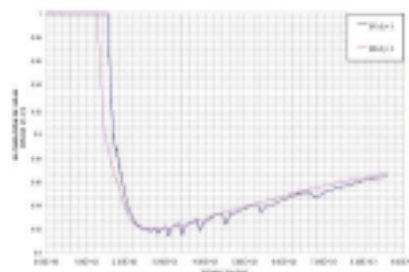
Donde ( $\phi_0, S_{w0}$ ) son la porosidad y saturación de agua inicial; valores apropiados para (b), c) parecen ser (5.5, 5.5), respectivamente. Si las ecuaciones (4-5) y (4-6) son usadas, los valores de (b), c) se ingresaran a través de los keywords VDKRO y/o VDKRG en la sección PROPS.

El valor que tome  $\beta_j$  depende de los parámetros ( $\delta_j, d_j$ ) Valores grandes de  $\beta_j$  hacen que el factor de flujo no Darcy (FND) sea pequeño, ó sea, reduce el caudal, que es afectado especialmente cuando las velocidades de flujo son altas (ver ecuaciones 3-1 y 3-2). Estas velocidades se dan en la región cercana al pozo.

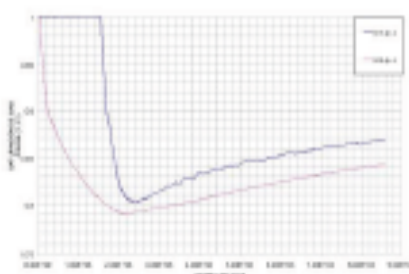
Los dos modelos para calcular  $\beta_j$ , disponibles en Eclipse 300 son similares y los resultados de usar uno u otro modelo no serán muy diferentes a excepción de que el valor de  $d_j$  sea muy grande ó muy pequeño. La gráfica muestra la curva de permeabilidad relativa para comparar entre los dos modelos; en ambos casos se usaron los siguientes valores: (b), c) = 2  $\delta_j = \beta = 10$  variando solo el valor de  $d_j$ .



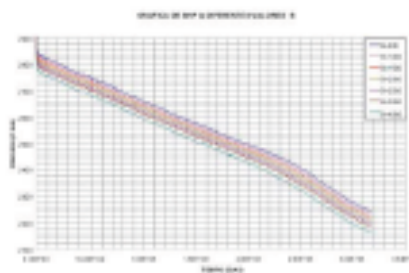
**Figura 3.** Comparación De Los Dos Modelos De Forchheimer Usados Por Eclipse 300 Para El Cálculo De B parámetro  $d_j = 1$



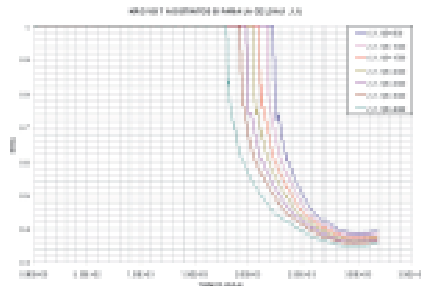
**Figura 4.** Comparación De Los Dos Modelos De Forchheimer Usados Por Eclipse 300 Para El Cálculo De B parámetro  $d_j = 3$



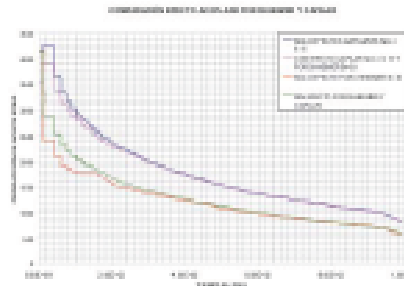
**Figura 5.** Comparación De Los Dos Modelos De Forchheimer Usados Por Eclipse 300 Para El Cálculo De B parámetro  $d_j = 4$



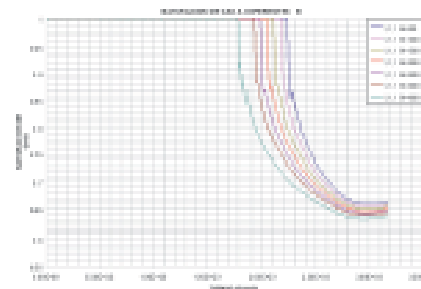
**Figura 6.** Efecto del coeficiente de flujo no darcy sobre la presión en la cara del pozo



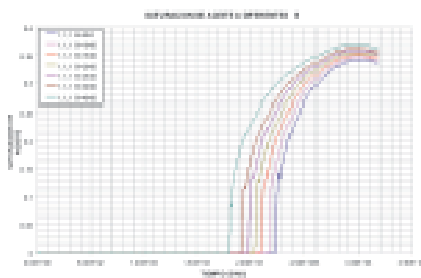
**Figura 7.** Efecto del coeficiente de flujo no darcy sobre la permeabilidad relativa al gas en la cara del pozo



**Figura 10.** Efecto del coeficiente de flujo no darcy acoplado al número capilar sobre la producción de aceite en la cara del pozo



**Figura 8.** Efecto del coeficiente de flujo no darcy sobre la saturación del gas en la cara del pozo



**Figura 9.** Efecto del coeficiente de flujo no darcy sobre la saturación del petróleo en la cara del pozo

### Modelación de los Efectos de Desequilibrio en la Transferencia de Masa

Para valorar el efecto de desequilibrio en la transferencia de masa sobre el comportamiento de flujo en la región cercana al pozo, y a su vez sobre la productividad de yacimientos de gas condensado, se han desarrollado una serie de simuladores composicionales, introduciendo en ellos, ecuaciones de estado (EOS).

Uno de los simuladores composicionales desarrollado para este fin, está basado en la correlación publicada por Wilkins<sup>2</sup>, en donde el modelo de desequilibrio en la transferencia de masa se define por:

$$J_i a_i = k_w (C_i^w - C_i) \quad (5-1)$$

donde:

- $J_i$  = Flujo Másico
- $a_i$  = Área específica interfacial
- $k_w$  = Coeficiente de transferencia de masa de un componente i



$C$  = Concentración del componente  $i$  en la fase fluyendo. El superíndice (eq) significa la correspondiente propiedad evaluada en equilibrio.

Cuando la fracción molar de cada especie en el gas es utilizada en lugar de la concentración de masa, la ecuación (3-22) se convierte en:

$$\frac{\partial x_{ie}}{\partial t} = k_w (x_{ie}^e - x_{ie}) \quad (5-2)$$

donde:

$X_{ie}$  = Fracción molar del componente  $i$  en la fase gas.

$X_{ie}^e$  = Fracción molar del componente  $i$  en la fase gas en equilibrio.

$K_w$  = Coeficiente de transferencia de masa de un componente  $i$ .

El coeficiente  $K_w$  empleado en la ecuación (5-2), es calculado usando la siguiente correlación:

$$k_w = m d_{30}^{0.44} V_g^{0.62} D_{i,g}^{0.38} \quad (5-3)$$

donde:

$m = 0.38$  en  $1/\text{cm}1.82$

$d_{30}$  = Tamaño del grano en cm.

$V_g$  = Velocidad intersticial del gas en cm/seg.

$D_{i,g}$  = Coeficiente de difusión del componente  $i$  en la fase gas en  $\text{cm}^2/\text{seg}$ .

El coeficiente de transferencia de masa,  $K_w$ , presenta unidades de  $1/\text{seg}$ . Así mismo, para el cálculo del tamaño de grano,  $d_{30}$ , la correlación de Carman-Kozeny<sup>2</sup> fue utilizada:

$$d_{30} = \left( \frac{ck(1-\phi)^2}{\phi^3} \right)^{0.5} \quad (5-4)$$

donde:

$K$  = Permeabilidad en  $\text{cm}^2$

$\phi$  = Porosidad

$C$  = Constante con un valor de 300

El coeficiente de difusión,  $D_i$ , g, introducido en

la ecuación (5-3), para cada componente en la fase gas, fue calculado usando la correlación de Wilke and Lee<sup>3</sup>, de la siguiente forma:

$$D_{AB} = \frac{[3.03 - (0.98/M_{AB}^{1/2})]10^{-4} T^{1/2}}{P M_{AB}^{1/2} \sigma_{AB}^2 \Omega_D} \quad (5-5)$$

donde:

$T$  = Temperatura, °K

$P$  = Presión, en bar.

$\sigma = 1.18 V_s^{1/3}$

donde:

$V_s$  = Volumen molar líquido, en  $\text{cm}^3/\text{mol}$ .

$$M_{AB} = 2 \left[ \left( 1/M_A \right) + \left( 1/M_B \right) \right]^{-1} \quad (5-6)$$

$M_A, M_B$  = Pesos moleculares de A y B, en gr/mol.

$$\Omega_D = \frac{A}{(T^*)^2} + \frac{C}{\exp(DT^*)} + \frac{E}{\exp(FT^*)} + \frac{G}{\exp(HT^*)} \quad (5-7)$$

donde:

$$T^* = T(\xi/k)_{AB} \quad (5-8)$$

donde:

$A = 1.06036$      $B = 0.15610$

$C = 0.19300$      $D = 0.47635$

$E = 1.03587$      $F = 1.52996$

$G = 1.76474$      $H = 3.89411$

$(\xi/k)_{AB} = 1.15 T_b$

$T_b$  = Punto ebullición normal (a 1 atm), en °K.

De igual manera, para los componentes en la fase líquida, el coeficiente de difusión fue calculado mediante la correlación de Wilke and Chang<sup>4</sup>, definida por:

$$D_l = \frac{7.4 \times 10^{-8} (M_l)^{1/2} T}{\mu_v v_w^{0.6}} \quad (5-9)$$

donde:



» Efecto del Flujo No Darcy y el desequilibrio en transferencia de masa sobre pozos

$$M_i = \frac{\sum_{j=1}^n x_{ij} M_j}{1 - x_{in}} \quad (5-10)$$

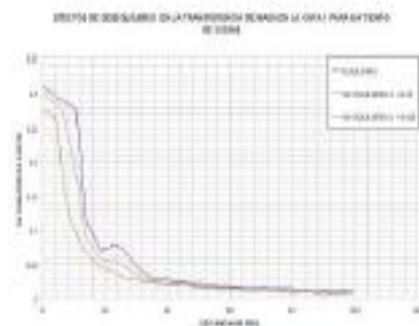
$$v_{in} = 0.285 V_c^{1.408} \quad (5-11)$$

$\mu$  = Viscosidad de la fase aceite  
 $V_c^o$  = Volumen del componente i a  $T_b$   
 $V_c^c$  = Volumen Crítico  
 $T_b^o$  = Punto ebullición normal (a 1 atm), en °K.

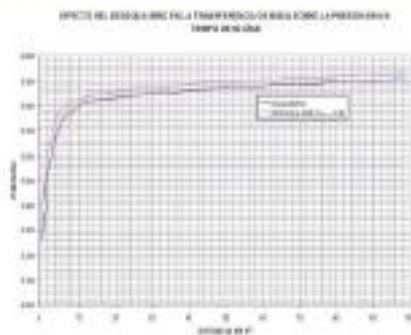
Por último, utilizando un esquema de diferencias finitas, la ecuación (3-23), se convierte en:

$$x_{ig}^{n+1} = x_{ig}^n + \Delta t k_{of} \left[ \left( \frac{x_{ig}^{n+1}}{x_{ig}^n} \right)^{n+1} - x_{ig}^n \right] \quad (5-12)$$

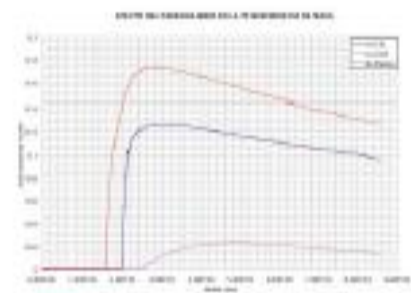
Es así, que empleando la ecuación (5-12), la fracción molar de cada componente podrá ser calculada a un nuevo intervalo de tiempo. Luego, los parámetros de la ecuación de estado (EOS) son actualizados usando la nueva composición. Igualmente, las propiedades de la fase también necesitan ser recalculadas.



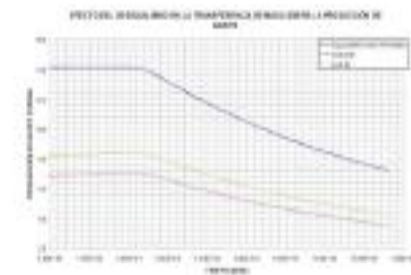
**Figura 11.** Efecto del desequilibrio en la transferencia de Masa sobre la Saturación de Aceite, en la Capa 1 para un tiempo de 30 días.



**Figura 12.** Efecto del Desequilibrio en la Transferencia de Masa sobre presión de yacimiento, en la Capa 1 para un tiempo de 60 días.



**Figura 13.** Efecto del desequilibrio en la Transferencia de Masa sobre la Saturación de Aceite en la celda (1,1,1).



**Figura 14.** Efecto del desequilibrio en la Transferencia de Masa sobre la producción de aceite.

» **Resultados**

- Los efectos inerciales pueden llegar a ser importantes, especialmente cuando se produce a tasas de producción altas, por

eso la determinación experimental de los valores a utilizar en el modelo que calcula  $\beta$  (parámetro de Forchheimer), es necesaria.

- Los dos modelos para calcular  $\beta$  disponibles en Eclipse 300, son similares y los resultados de usar uno u otro modelo, no serán muy diferentes a excepción de que el valor de  $d$  sea muy grande por arriba de 3 ó muy pequeño debajo de cero. Para estos valores, el modelo uno se hace inestable y difiere del modelo dos. Observar las figuras de la 3 a la 5.
- El efecto acoplado del número capilar y el efecto no darcy, es benéfico pues el efecto del número capilar es positivo y mucho mayor que el efecto de alta velocidad o no darcy ver figura 10.
- El efecto de efecto del desequilibrio en la transferencia de masa, es necesario tenerlo en cuenta, puesto que de no ser así, la cantidad de condensado que el simulador calcula en el yacimiento es mayor a la que realmente queda y la caída de presión calculada es menor por lo cual la productividad del pozo será anormalmente mayor a la real.

### »» Recomendaciones

- El método de solución totalmente implícito (FIM), presenta las soluciones más estables, por lo cual es aconsejable utilizarlo para el caso de simulación de yacimientos de gas condensado.
- El uso de pequeños pasos de tiempo durante los primeros días de la simulación y de tamaño de celdas pequeño en la región cercana al pozo es importante porque permite la obtención de los resultados más exactos.
- Para estudios de flujo de fluidos en yacimientos de gas condensado, son necesarias las mediciones experimentales de curvas de permeabilidad relativa y de los parámetros requeridos para simular la permeabilidad relativa, dependiente del

número capilar y de la velocidad, puesto que su influencia en los resultados es muy significativa.

### »» Glosario

**EOS:** Ecuaciones de estados usadas para calcular las propiedades de los fluidos en cualquier instante de tiempo.

**Flujo laminar:** Las partículas de un fluido se mueven a una misma velocidad una en cima de la otra.

**Flujo No Darcy:** Existe cuando las partículas del fluido no se mueven a la misma velocidad presentándose colisiones entre estas que generan caídas de presión adicional.

### »» Bibliografía

1. ECLIPSE Technical Description chapter 38 pages 571-575.
2. Modeling Non-Equilibrium mass transfer effects for a gas condensate field, Paper SPE 39746.
3. Wilke, C.R. and Lee, C.Y.: Ind. Eng. Chem., 47:1253. 1955.
4. Wilke, C.R. and Chang, P.: AZCHE J. 1:264 (1955)
5. Forchheimer, P.: "Wasserbewegung durch Boden," 1901.
6. Mario Alexander Pérez Urriago y Nelson Alberto Marín Losada. Fenómenos Que Afectan El Flujo De Fluidos En Yacimientos De Gas Condensado En La Región Cercana Al Pozo. Neiva, Marzo 2005.
7. Miguel Andrés Charry Henara Y Melquisedec Rojas Muñoz. Simulación De Yacimientos De Gas Condensado Usando Un Simulador Composicional. Neiva 2005.
8. John Lee. Pozos de Gas, Well Testing, New York: SPE of AIME, 1982 Wallace F. Loujoy, Methods of Estimating Reserves of Natural Liquids. Baltimore-Resources for the Future, INC, 1965.



» Efecto del Flujo No Darcy y el desequilibrio en transferencia de masa sobre pozos

9. Liu, X., Chen, F., and Evans, R.D.: "Correlation of the Non-Darcy Flow Coefficient," Dec. 1995.
10. Geertsma, J.: "Estimating the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow through Porous Media," SPE Oct. 1974.
11. Al-Rumby, M.H. and Kalam, M.Z.: "Relationship of Core Scale Heterogeneity with Non-Darcy Flow Coefficient," paper SPE 25649, 1993.
12. Forchheimer, P.: "Wasserbewegung durch Boden," 1901.
13. Milton-Taylor, D.: "Non-Darcy Gas Flow: From Laboratory Data to Field Prediction," paper SPE 26146, 1993.