

# Simulación de Yacimientos de Gas Condensado usando un Simulador Composicional

**Miguel Andrés Charry Herrera.** Ing. de Petróleos. USCO.

**Melquisedec Rojas Muñoz.** Ing. de Petróleos. USCO.

**Jairo Antonio Sepúlveda Gaona.** Ing. de Petróleos. Msc. Profesor Titular. USCO.

## Resumen

La presencia de un sistema de dos fluidos que se forma cuando la presión cae por debajo del punto de rocío requiere el uso de un simulador composicional que permita aplicar modelos de número capilar y de Forchheimer para obtener resultados más exactos de la producción del pozo. Esta cantidad se ve favorecida por efectos de bajos valores en la fuerza interfacial (IFT) y desfavorecida por efectos de turbulencia causados por altas velocidades de flujo que se dan en la cercanía al pozo. Simulaciones hechas sin incluir los modelos mencionados daban como resultado una subestimación del índice de productividad del pozo, puesto que la caída esperada del mismo no se daba al caer la presión por debajo del punto de rocío. Diseños realizados con base en estos resultados pueden conllevar a costos operacionales innecesarios. El objetivo de este estudio es desarrollar un entendimiento de los efectos del flujo multifase.

Un modelo composicional en un yacimiento homogéneo se usó para simular un pozo que produce a rata constante. Se hicieron varias corridas del simulador para comparar entre tres métodos de solución disponibles en Eclipse 300, analizar sensibilidad al tamaño de celda y de los pasos de tiempo, se analizó el efecto de usar diferentes valores de saturación crítica de condensado ( $S_{cc}$ ) en las curvas de permeabilidad relativa y el de usar diferentes curvas de permeabilidad relativa mediante la variación del valor del exponente de Corey.

Se halló que cuando se aplica el modelo de número capilar, la determinación exacta del valor de  $S_{cc}$  pierde importancia. Ahora es necesario determinar experimentalmente los parámetros que requieren los modelos capilar y de Forchheimer. El uso de estos modelos permitirá predecir mejor los efectos de alta velocidad de flujo y de pérdida de permeabilidad relativa sobre las caídas de presión y de la rata de producción generadas por la acumulación de condensado cerca a la cara del pozo. Estos resultados pueden ser muy útiles para el diseño de pozos y en el desarrollo de programas de inyección de gas para mantener alta la presión del yacimiento.

## Introducción

La simulación de yacimientos es una herramienta muy útil en Ingeniería de Yacimientos que permite visualizar fenómenos que ocurren ó que pueden llegar a ocurrir en el yacimiento y evaluar su conveniencia. El objetivo de este estudio es efectuar diferentes corridas del simulador Eclipse 300 para simular un yacimiento de gas condensado durante la producción, con el propósito de observar el comportamiento de distintas variables y parámetros. Los resultados obtenidos son confrontados con la teoría existente.

El estudio está dividido en dos fases: la primera, muestra aspectos interesantes que fueron observados cuando diferentes corridas del simulador Eclipse 300 se llevaron a cabo en un modelo de simulación composicional básico o simple. Los resultados de usar los métodos de solución completamente implícita (FIM), implícito adaptable (AIM) e implícito en presión explícito en saturación (IMPES), fueron contrastados. La sensibilidad al tamaño radial de las celdas y al tamaño de los pasos de tiempo fue analizada al igual que los efectos de usar diferentes valores de saturación crítica de condensado en las curvas de permeabilidad relativa. También se usaron diferentes tipos de curvas de permeabilidad relativa, obtenidas para distintos valores del exponente de Corey, para ver como este parámetro afecta los resultados.

La segunda fase del estudio muestra los resultados y el análisis de distintas corridas del simulador Eclipse 300 realizadas en un modelo de simulación composicional más completo, donde se simulan efectos de número capilar y flujo no Darcy, usando para ello los modelos de número capilar y de Forchheimer disponibles en Eclipse 300.

## Revisión Literaria

### Comportamiento de flujo de Gas Condensado

La figura 1 muestra un diagrama P-T de un sistema de once (11) componentes. El diagrama muestra líneas de porcentaje de líquido constante (líneas de calidad). Aunque la composición total es constante,

la respectiva composición del líquido y el vapor cambia a lo largo de las líneas de calidad. La curva de puntos de burbuja representa 100% de líquido, y la curva de punto de rocío representa el 0% de líquido.

Las regiones del comportamiento retrogrado son definidas por las líneas de calidad constante que exhiben un máximo con respecto a la temperatura ó presión. La figura 1 muestra que para que el fenómeno retrógrado ocurra, la temperatura debe estar entre la temperatura crítica y el cricondentérmico. Si la condición inicial del yacimiento fue representada por el punto A1 en el diagrama de fases Presión-Temperatura de la figura 1, entonces una declinación de la presión isotérmica durante el agotamiento del yacimiento seguirá la línea A1-A4. Debido a que la presión inicial del yacimiento esta por encima de la presión de rocío, en el sistema de hidrocarburos existe una sola fase (fase gaseosa) y permanece así durante la declinación isotérmica entre A1-A2. Cuando la presión del yacimiento alcance el punto A2, se alcanzará el punto de rocío, una vez la presión cae por debajo de este punto, la fase líquida empezará a desarrollarse dentro del yacimiento. La formación del líquido continuará incrementándose y alcanzará un punto máximo en el punto A3. Sin embargo, en el punto A4, casi todo el líquido formado, será revaporizado debido a que el sistema está cerca del punto de rocío donde es esencialmente todo gas.





Figura 1. Diagrama de fases de una mezcla gas-condensado.

Fuente: PVTi un programa del paquete ECLIPSE.

Estos comentarios suponen que toda la composición de la mezcla del yacimiento permanece constante durante el agotamiento. En realidad, el comportamiento de la formación de líquido y revaporización difiere de la suposición de un análisis a composición constante. La saturación de líquido retrógrado es usualmente menor que la saturación necesaria para movilizar la fase líquida. Debido a que los componentes más pesados en la mezcla original constituyen la mayor parte de la saturación inmóvil de condensado, la envolvente de fases de estos componentes más pesados de la mezcla empujan el diagrama de fases hacia abajo y hacia la derecha con respecto al diagrama de fases original, el punto crítico es llevado a la derecha hacia una mayor temperatura.

La figura 2 muestra el cambio en la envolvente de fases de una mezcla de gas condensado de un pozo con el tiempo. La curva que se encuentra más a la izquierda es la curva original del fluido del yacimiento. Las curvas a la derecha de este diagrama, son las envolventes para los periodos de tiempo de 1, 2, 10 y 1200 días. Los puntos sobre estas curvas, donde termina el color fucsia e inicia el verde, son los respectivos puntos críticos. Se observa que el cambio más significativo en la envolvente se presenta al primer día. No es fácil revaporizar el

condensado que se ha formado al caer la presión por debajo del punto de rocío mediante la represurización del yacimiento debido al cambio en la composición, ya que la temperatura crítica de la mezcla se hace mayor que la temperatura del yacimiento. Este cambio en la composición total del fluido resulta en una menor revaporización, así la presión de rocío de la mezcla inicial se alcance por represurización del yacimiento. Teniendo en cuenta lo anterior, lo mejor sería evitar en lo posible que grandes cantidades de condensado se formen en el yacimiento mediante el mantenimiento de la presión a niveles altos, aplicando tempranamente un programa de inyección de gas.

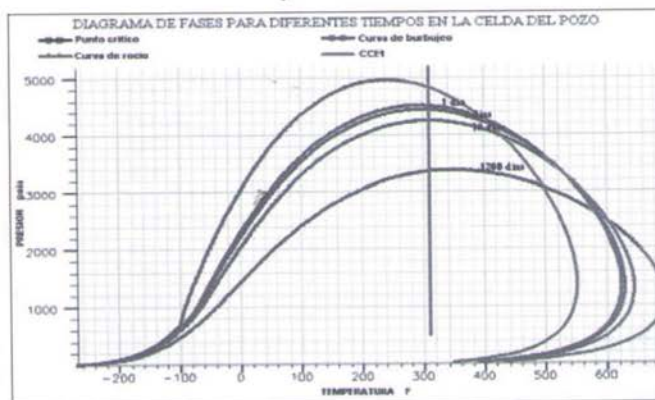


Figura 2. Cambio en la envolvente de fases de una mezcla gas-condensado en la celda del pozo donde los componentes más pesados se separan en el yacimiento.

Fuente: PVTi un programa del paquete ECLIPSE.

## Materiales y Metodología

Para el desarrollo de este trabajo se utilizó la sala del CPIP (Consejo Profesional de Ingenieros de Petróleos) de la Universidad Surcolombiana, especialmente los programas de Eclipse 300 y PVTi de Schlumberger.

El trabajo de simulación estudió principalmente la porción del yacimiento cerca al **wellbore**. El pozo se controla produciendo a rata de gas constante y está completado por sólo una conexión. La simulación básicamente consistió en la reproducción de una prueba de pozo (**draw down**), en la cual el pozo fluyó por un periodo de tiempo considerable (1200 días).

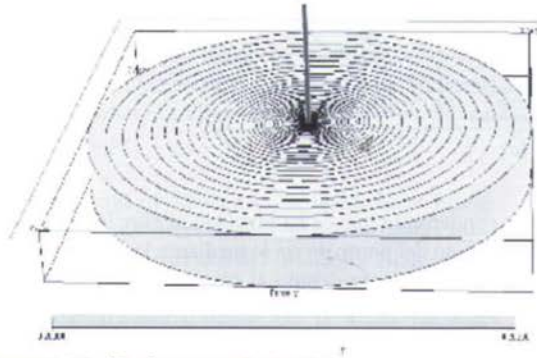


Figura 3. Modelo de reservorio simulado.

Se asume un medio poroso homogéneo, por eso la porosidad y la permeabilidad para cada celda se suponen constantes con valores de 20% y 5 md, respectivamente. El radio total del yacimiento es de 5200 ft, con un espesor uniforme (60 ft), a profundidad de 7000 ft, la permeabilidad de la roca sólo existe en la dirección radial. No se tuvieron en cuenta efectos capilares y gravitacionales.

El fluido utilizado consistió de una mezcla de once componentes. La Tabla 1, muestra la composición de la mezcla utilizada.

Tabla 1. Composición del fluido utilizado.

COMPONENTE	% MOLAR	% EN PESO	PESO MOLAR	GRAVEDAD ESPECÍFICA
N2	0.2	0.15455		
CO2	6.02	7.3087		
C1	67.24	29.758		
C2	9.58	7.9468		
C3	4.39	5.3403		
IC4	0.75	1.2026		
NC4	1.41	2.2608		
IC5	0.5	0.99519		
NC5	0.55	1.0947		
C6	0.78	1.8074		
C7+	8.58	42.131	178	0.833

Los parámetros del fluido requeridos para la simulación fueron calculados por el programa PVTi, usando la ecuación de estado de Peng Robinson de tres parámetros para simular el comportamiento de fases del fluido, experimentos de laboratorio como pruebas de expansión a composición constante (CCE) y de depleción a volumen constante (CVD), se simularon.

Las permeabilidades relativas del gas y del condensado se calcularon mediante las correlaciones de Corey y Purcel, respectivamente. La permeabilidad relativa de la fase mojanante fue calculada usando las siguientes ecuaciones:

$$K_{rw} = (S_w^*)^{(2+\lambda)/\lambda} \quad (1)$$

Donde  $K_{rw}$  y  $S_w^*$  son la permeabilidad relativa y la saturación normalizada de la fase mojanante,  $\bar{e}$  es el índice de distribución de tamaño de poro, (se asume igual 2). La saturación normalizada de la fase mojanante en los casos de drenaje es dada por:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \quad (2)$$

Donde  $S_w$  y  $S_{wr}$ , son las saturaciones específica y residual para la fase mojanante. Para la fase no mojanante, la permeabilidad relativa fue calculada usando el modelo de Brooks-Corey y puede ser dada por:

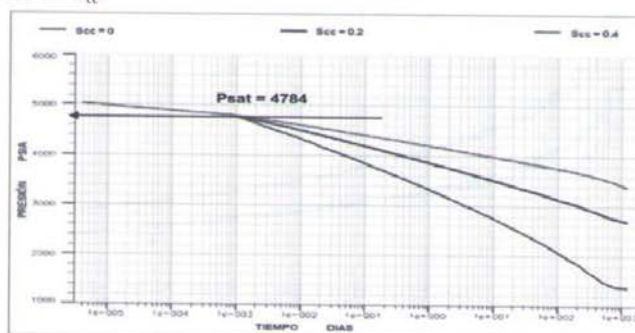
$$K_{rnw} = (1 - S_w^*)^2 \left( 1 - (S_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right) \quad (3)$$

Diseñado este modelo, el estudio se dividió en dos partes: en la primera no se simularon efectos capilares ni de Forchheimer con el propósito principal de apreciar el efecto de entrar diferentes valores de saturación crítica de condensado sobre la tasa de producción y la presión del pozo. En la Forchheimer disponibles en Eclipse 300 se aplicaron con el fin de simular la influencia de las fuerzas interfaciales e inerciales sobre la tasa de producción y la presión del pozo.

## Resultados

### EFFECTOS DE LA SATURACIÓN CRÍTICA CONDENSADO

Como se puede ver en la Gráfica 1, el comportamiento de la presión es el mismo para los tres casos, hasta que es alcanzada la presión de saturación, esto es debido a que aún el condensado no está presente. Para presiones menores que la presión de saturación, el efecto de los distintos valores de saturación crítica de condensado se nota en que la caída de presión es mayor cuando es mayor el valor de  $S_{cc}$ .

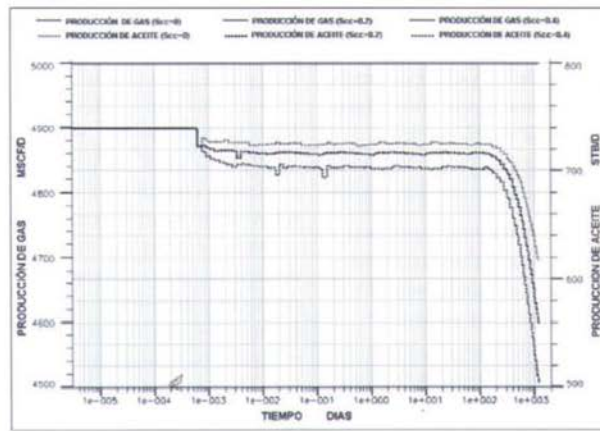


Gráfica 1. Comportamiento de la presión de la celda que contiene el pozo para saturación crítica de condensado de 0.0; 0.2 y 0.4.

La Gráfica 2 muestra la tasa de producción de gas y de petróleo para los tres casos mencionados. El pozo es controlado para que produzca a una tasa de gas constante de 5.000 MSCF/D durante toda la simulación. Para los primeros pasos de tiempo la tasa de producción de petróleo se mantiene constante a un valor aproximado de 740 STB/D y es el mismo para los tres casos en cuestión; esto es así, dado que durante este periodo de tiempo, la presión se encuentra arriba del punto de rocío y sólo fluye gas en el yacimiento, así que la producción de petróleo solo depende de la relación petróleo-gas (OGR). Posteriormente la tasa de producción de petróleo cae rápidamente hasta alcanzar un segundo valor constante, que es diferente en cada uno de los casos, el cual es aproximadamente 725 STB/D para el caso de saturación crítica de condensado igual a cero y es menor en la medida que la saturación crítica de condensado es mayor.

La caída en la tasa de producción de petróleo ocurre rápidamente porque la formación de la fase líquida (como consecuencia de la caída de presión por debajo del punto de rocío) en el yacimiento ocurre de la misma forma y es debida a que el petróleo resultante de la condensación en el yacimiento se queda allí como fase inmóvil. Al ser mayor la saturación crítica de condensado, mayor es la cantidad de petróleo que se queda como fase inmóvil en el yacimiento, esto explica porque es mayor la caída en la tasa de producción para este caso.

En los últimos días de la simulación la tasa de producción de petróleo cae considerablemente, esto es causado por el fenómeno de revaporización del condensado.



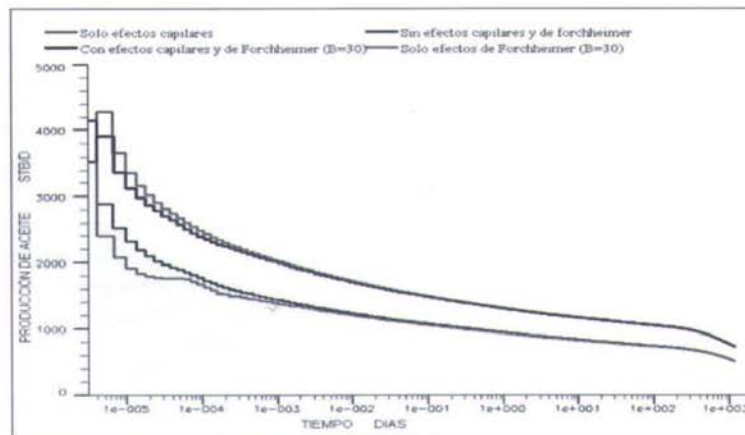
Gráfica 2. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo y gas para saturación crítica de condensado de 0.0; 0.2 y 0.4.

4

## Efectos Capilares y de Forchheimer

En la Gráfica 3, la curva de color negro representa la tasa de producción de petróleo para el caso en que no se incluyeron efectos capilares ni de Forchheimer, se puede apreciar que durante toda la simulación la tasa de producción de petróleo fue considerablemente menor que para los casos en que se incluyeron efectos capilares (líneas roja y azul). La curva de color azul representa la tasa de producción de petróleo para el caso en que se incluyeron efectos capilares y de Forchheimer, la de color rojo es para el caso que sólo se incluyeron efectos capilares y la de color verde para el caso que solo se incluyeron efectos de Forchheimer.

De esta manera, el área comprendida entre las curvas negra y roja representa el mejoramiento en la productividad del pozo causada por el modelo de número capilar. El área entre las curvas roja y azul representa la pérdida de productividad por efecto de flujo inercial causada por el modelo de Forchheimer, como se puede ver esta pérdida es mayor al comienzo de la corrida, cuando la tasa de producción es muy alta, es decir cuando la velocidad de flujo es mayor. La curva verde muestra la tasa de producción de petróleo para cuando sólo se incluyen efectos de Forchheimer por esta razón es el escenario de producción pesimista.



Gráfica 3. Rata de producción de petróleo a BHP constante.

## Conclusiones

1. 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.
2. 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.
3. Cuando se usa un valor fijo de saturación crítica de condensado, los resultados de la simulación pueden ser muy diferentes dependiendo de la magnitud de este valor. En realidad debe usarse una función que haga la saturación crítica de condensado dependiente de la fuerza interfacial (IFT). Por ejemplo un modelo de número capilar.
4. El exponente de Corey es un parámetro utilizable para ajustar los datos de permeabilidad relativa obtenidos experimentalmente, a fin de obtener curvas base de permeabilidad relativa para entrar al simulador.
5. Cuando se usa el modelo de número capilar, la determinación exacta del valor de saturación crítica de condensado en el laboratorio ya no es tan importante, puesto que ésta va a variar con el número capilar. Así, la importancia recaerá sobre la determinación experimental de los parámetros involucrados en el modelo de número capilar.
6. 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  $\hat{\alpha}$  (parámetro de Forchheimer), es necesaria.

7. Se aprendió a utilizar el programa Eclipse 300, como herramienta que facilita el entendimiento del comportamiento del flujo de fluidos en yacimientos de gas-condensado.

## Recomendaciones

1. 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, ya que su influencia en los resultados es muy significativa.
2. Con el fin de obtener resultados experimentales, se debe consultar que laboratorios han implementado procedimientos para determinar los valores de los parámetros que son necesarios para el uso de los modelos de número capilar y de Forchheimer.
3. Se debe tener en cuenta la conveniencia de mantener la presión del yacimiento lo más alta posible, a fin de que las fuerzas interfaciales sean bajas y en consecuencia la caída en la rata de producción del pozo sea mínima. En el desarrollo de un yacimiento de gas condensado, se recomienda realizar tempranamente el estudio de viabilidad de un proyecto de inyección de un gas miscible e inerte (por ejemplo nitrógeno) que permita lograr este objetivo.
4. Se recomienda investigar el comportamiento del flujo de gas – condensado en yacimientos con heterogeneidades geológicas, como son los yacimientos naturalmente fracturados.

## Referencias Bibliográficas

1. BRUNO Roussennac. "Gas-Condensate Well Test Analysis" A report submitted to the department of petroleum engineering of Stanford University. June 2001.
2. COATS, H.K. "Simulation of Gas Condensate Reservoirs". JPT, October 1985.
3. COLLINS D.A., Nghiem, L.X. & Li Y.K. "An Efficient Approach to Adaptive - Implicit Compositional Simulation with an Equation of State" Paper SPE 15133, prepared for presentation at the 56<sup>th</sup> California Regional Meeting of SPE held in Oakland, CA, April 2 - 4, 1986.
4. FEVANG,Ö. and Whitson, C.H. "Modelling Gas Condensate Deliverability", SPE paper 30714. 1995.
5. FUSELL, D.D. "Single Well Performance Predictions for Gas Condensate Reservoirs". JPT Julio 1973.
6. HANIFF, M.S., and Ali, J.K.: "Relative Permeability and Low Tension Fluid Flow in Gas Condensate Systems," paper SPE 20917 presented at the 1990 SPE European Petroleum Conference, The Hague, The Netherlands, 22-26 October.
7. AVILEZ, OspinaHugo Fernando. "Métodos de Modelamiento de Permeabilidad Relativa en Yacimientos de Gas Condensado" (Notas de clase, Universidad Surcolombiana de Neiva).
8. K. BARRIOS, G. Stewart y D. Davies Herriot "A Novel Methodology for the Analysis of Well Test Responses in Gas Condensate Reservoirs" paper ESP
9. NGHIEM, L.X., Fong, D.K. & Aziz, K. "Compositional Modeling with an Equation of State". SPEJ, December 1981.
10. O'DELL, H.G. & Miller, R. N. "Successfully Cycling a Low Permeability, High Yield Gas Condensate Reservoir". Paper SPE 1495, prepared for presentation at the SPE 41<sup>st</sup> Fall Meeting held in Dallas, Texas, October 2 - 5, 1966.
11. RAJEEV R Lal. "Well Testing in Gas-Condensate Reservoirs" A report submitted to the department of petroleum engineering of Stanford University. June 2003.
12. ROBERT Mott, Andrew Cable and Mike spearing. "Measurements and Simulation of Inertial and High Capillary Number Flow Phenomena in Gas - Condensate Relative Permeability". Paper SPE 62932 presented at the 2000 SPE annual Conference, Dallas, Texas, 1-4 October, 2000.
13. SIGMUND, P. M., Dranchuk, P. M., Morrow, N. R. and Purvis, R. A. "Retrograde Condensation in Porous Media", SPE paper 3476. 1973.
13. SCHLUMBERGER. Eclipse Office User Guide, Technical Description 2002A. Chapter 6 - 27.
14. SCHLUMBERGER. Eclipse Technical Description 2002A. Chapter 37.
15. SCHULUMBERGER. Eclipse Reference Manual 2002A. Chapter 37. pag. 3-184 a 3-187.
16. SONIER, F., Besset, P, & Ombret, O. "A Numerical Model of Multiphase Flow Around the Well", SPEJ, December 1973.
17. WATTENBARGER, R. "Practical aspects of Compositional Simulation". Paper SPE 2800, prepared for the Second Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance of the SPE of AIME held in Dallas, Texas, February 5 - 6, 1970.