

# Acumulación de líquido en pozos de gas

## Predicción de comportamiento y análisis de su incidencia en los pronósticos de producción

El presente trabajo ha resultado seleccionado por el Comité Organizador del 2° Congreso Latinoamericano y 4° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente en la Industria de los Hidrocarburos 2013.

Por *Nicolás Bellini, Carlos Gilardone y Carlos Canel* (FDC)

**Este trabajo está orientado a ayudar a predecir la formación del “tapón de líquido” que suele formarse en yacimientos de gas maduros y a corregir la curva de *outflow*, a través de una metodología basada en correlaciones empíricas de casos reales de pronósticos de producción; y analizando la incidencia de este fenómeno sobre los principales indicadores económicos.**

**E**n yacimientos de gas maduros o con temprana irrupción de agua en los pozos, es frecuente encontrar casos en los que la producción está restringida parcial o totalmente a causa de la formación del “tapón de líquido”. Este tapón comienza a formarse cuando el pozo produce por debajo del caudal crítico, incrementando progresivamente la presión dinámica de fondo por acumulación de líquido hasta restringir totalmente el ingreso de fluido al pozo.

Este fenómeno no puede ser reproducido utilizando herramientas de flujo estacionario, usadas normalmente para pronósticos de producción, como el acople del balance de materiales y el análisis nodal, pero no considerarlo puede redundar en pronósticos de producción muy optimistas que no reflejen la realidad del yacimiento, provocando evaluaciones económicas incorrectas.

En este trabajo se presenta una metodología basada en correlaciones empíricas para predecir la formación del “tapon de líquido” y corregir la curva de *outflow* del pozo y los archivos de comportamiento de flujo vertical teniendo en cuenta este fenómeno. Se analizan estadísticamente casos reales, correlacionándose los resultados con distintos métodos de cálculo de caudal crítico y otros parámetros de incidencia tomados de la bibliografía.

Finalmente, se exponen también casos reales de pronósticos de producción, considerando y no considerando este fenómeno, y analizando la incidencia del mismo sobre los principales indicadores económicos.

## Introducción

El cálculo de gradientes de presión en pozos de gas y condensado, cuando las velocidades de flujo están en el orden o son inferiores a la crítica de Turner [1], cobra una gran importancia en yacimientos maduros, donde la irrupción de agua en los pozos es un factor preponderante en la declinación del caudal y del cierre de pozos.

Un cálculo ajustado de estos gradientes de presión y de la curva de *outflow* en pozos en estas condiciones tiene gran incidencia en los pronósticos de producción y en la determinación de la presión de abandono de cada pozo, por lo que cobra una gran importancia económica en la evaluación de proyectos de desarrollo.

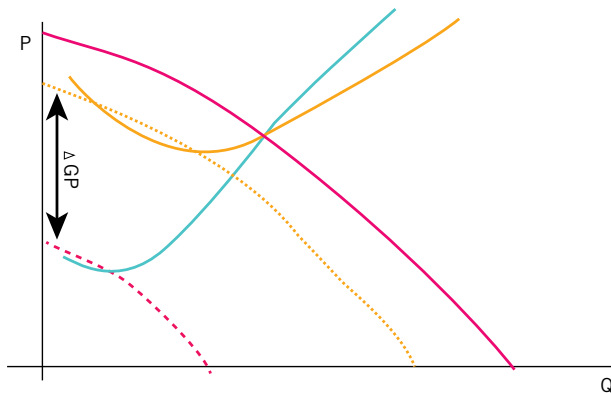


Figura 1.

En la Figura 1 se observa un gráfico típico de análisis nodal, donde se aprecia claramente la incidencia del cálculo del gradiente de presión en la predicción del comportamiento futuro del pozo. La curva IPR roja representa la condición actual del pozo. Las dos curvas de *outflow* cortan esta IPR en el mismo punto, por lo que predicen el mismo caudal actual del pozo, pero a caudales menores esas curvas presentan valores muy distintos. Esto implica que si se utiliza la curva de *outflow* amarilla se verificará la presión de abandono a la presión estática correspondiente a la IPR amarilla punteada, mientras que si se usa la curva magenta, esta presión de abandono será la presión estática correspondiente a la curva rojo punteado.

Esta diferencia en la presión de abandono implica una diferencia en la producción acumulada de gas que se pronosticaría para este pozo.

En la Figura 2 se observa la incidencia de la performance de las distintas correlaciones en la predicción del punto

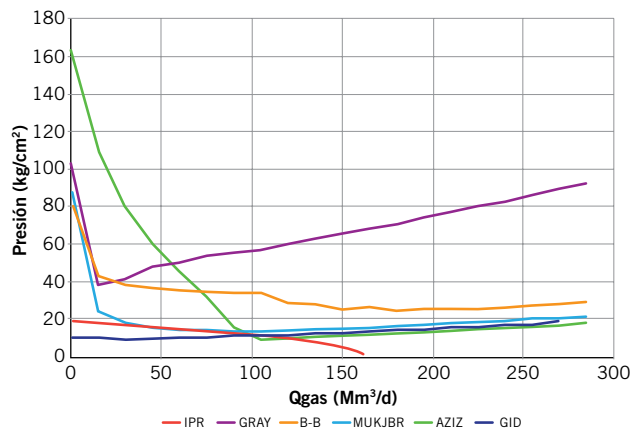


Figura 2.

de funcionamiento de un pozo que produce con velocidades inferiores a la crítica de Turner.

De acuerdo con la correlación que se seleccione para hacer el cálculo nodal, se obtendrán resultados muy distintos. Dos de las cinco correlaciones darían que el pozo está sin producción, otras dos indicarían que el pozo se encuentra en condición de flujo inestable y que en corto tiempo dejaría de fluir; y la restante indica un flujo continuo de 100 km<sup>3</sup>std/d.

Los ejemplos mostrados en estas figuras destacan la importancia de contar con metodologías de cálculo ajustadas al comportamiento real de pozos de gas y condensado en estas condiciones.

Para analizar en profundidad este comportamiento, se utilizaron datos de monitoreo de pozos de gas y condensado en yacimientos en la Argentina y en Chile, en los cuales se ha observado que cuando estos pozos están produciendo con velocidades de flujo inferiores a la velocidad crítica, se producen importantes desvíos entre los valores de presión calculados por correlaciones de flujo multifásico y los medidos en este estudio estadístico.

A continuación se presentan los resultados del estudio estadístico; se analiza la performance de las correlaciones de flujo multifásico más usuales cuando el pozo produce por debajo de la velocidad crítica; y se propone una solución para tener valores ajustados para un cálculo realista de la curva de *outflow*.

## Estudio estadístico

Debido a la importancia que cobran los proyectos de optimización de producción y de maximización de recursos en yacimientos de gas y condensados maduros, y considerando la incidencia de los cálculos de gradiente de presión comentados en la introducción de este trabajo, se realizó un estudio estadístico de seguimiento de la evolución de estos gradientes en la explotación del yacimiento.

Fueron monitoreados 25 pozos, de los que se cuenta con gradientes de presión medidos en distintas fechas en los últimos cuatro años. En la mayoría de estos pozos se ha producido un importante incremento de la relación agua-gas, lo cual, sumado a la caída en la presión estática, produjo una importante disminución del caudal de gas producido, provocando que el pozo esté produciendo con velocidades inferiores a la crítica.

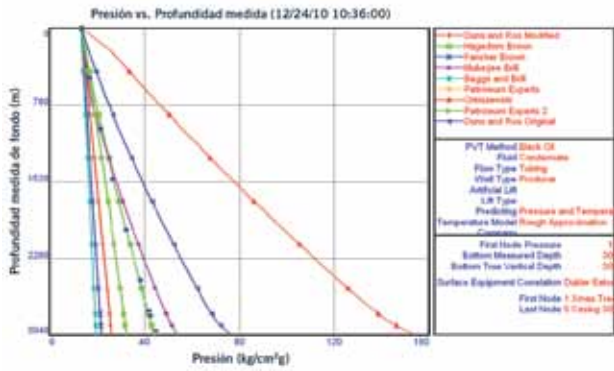


Gráfico 1.

A modo de ejemplo, se observan los resultados de un análisis de performance de correlaciones comparada con datos de dos gradientes de presión medidos con 11 meses de diferencia entre sí. En el Gráfico 1 se observa este análisis de performance realizado en mayo de 2009. En ese momento, la relación entre la velocidad del fluido de pozo y la velocidad crítica promedio era de 1.12. Los puntos azules son los puntos medidos del gradiente de presión. Se observa que los valores medidos se encuentran un poco por debajo de la media de los valores de presión calculados por las correlaciones testeadas.

En el Gráfico 2 se muestra la comparación para el gradiente realizado en abril de 2010. En ese momento, el pozo

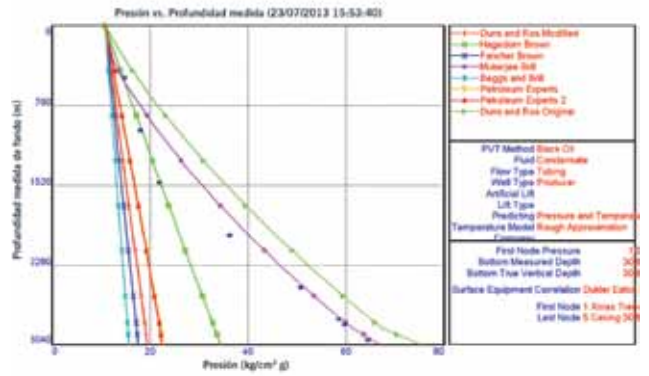


Gráfico 2.

tenía una relación de velocidades de 0.67. Se observa que para esta condición las correlaciones que ajustaban el caso anterior ya no ajustan los valores medidos. Los puntos de presión del gradiente medido están ahora cercanos a la correlación de máxima, especialmente a mayores profundidades donde se verifican los menores valores de la relación de velocidades.

Se observa también una gran dispersión entre los valores que predicen las distintas correlaciones; esto fue estudiado en detalle en trabajos anteriores [2].

El comportamiento observado en este ejemplo se verificó en la mayoría de los pozos analizados en el monitoreo.

El apartamiento que se observa en el Gráfico 2 se debe

fundamentalmente a que la componente estática de la pérdida de carga es mayor que la que predice la mayoría de estas correlaciones. La componente estática de la pérdida de carga va en función del *liquid holdup*, a través de las siguientes ecuaciones:

$$D_{pestatica} = D_{tp} * H/C$$

Y la densidad bifásica se calcula en la mayoría de las correlaciones como:

$$D_{tp} = D_l * HL + D_g * (1-HL)$$

Donde:

$D_{pestatica}$  = Componente estática de la pérdida de carga

H = Altura (m)

$D_{tp}$  = Densidad Bifásica

$D_l$  = Densidad del líquido

$D_g$  = Densidad del gas

HL = *Liquid holdup* (fracción en volumen realmente ocupada por el líquido)

C = Constante dependiente del sistema de unidades

Dada entonces la incidencia del *liquid holdup*, se estudió la variación de este parámetro con la relación entre la velocidad del fluido y la velocidad crítica.

Se definió como  $K_b$  a la relación entre la velocidad superficial del gas y la velocidad crítica.

$$K_b = V_{sg}/V_c$$

Y RHL como la relación HL medido/ HL calculado.

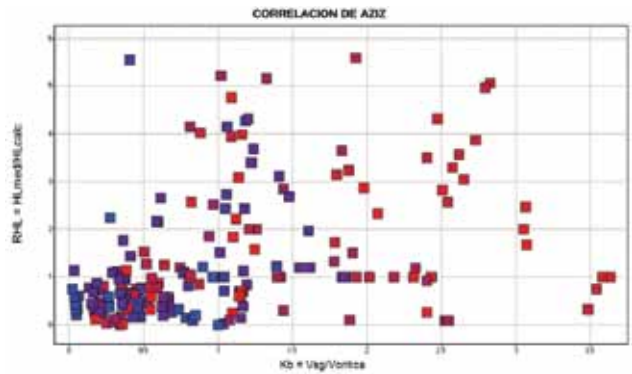


Gráfico 3.

El HL medido es el *liquid holdup* que verifica los valores de presión de los gradientes medidos. Fue obtenido por un proceso iterativo, en el que se itera en el valor del *holdup* para cada correlación seleccionada hasta alcanzar los valores de presión medidos.

En el gráfico 3 se observa la variación de la relación de *liquid holdup* en función de la relación de velocidades  $K_b$  para la correlación de Aziz – Govier y Fogarazzi [3].

En los gráficos 4 y 5 se observan unos gráficos similares para las correlaciones de Beggs – Brill [4] y Gray [5].

En el gráfico 5 se muestra algo similar para la correlación desarrollada para pozos de gas para bajos caudales y bajas relaciones gas líquido, presentada en la *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, de la *Society of Petroleum Engineers* (LACPEC) 2007 [2].

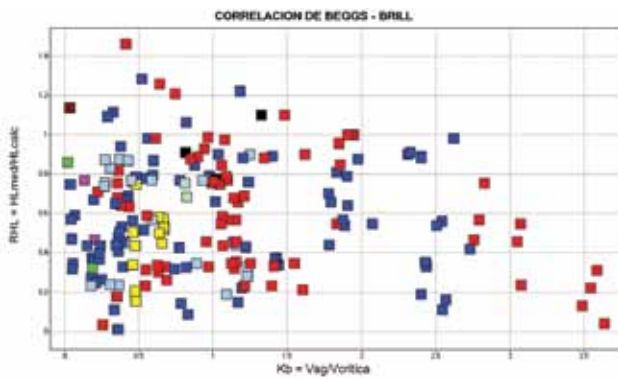


Gráfico 4.

De los gráficos analizados solo presenta alguna posibilidad de correlación para RHL vs. Kb el Gráfico 6, aunque muestra una gran dispersión. Se intentó incluir en la correlación el Número de Froude (Nota de la Redacción: número adimensional que relaciona el efecto de las fuerzas de inercia y las fuerzas de gravedad que actúan sobre un fluido), la velocidad superficial del gas, la relación gas-líquido

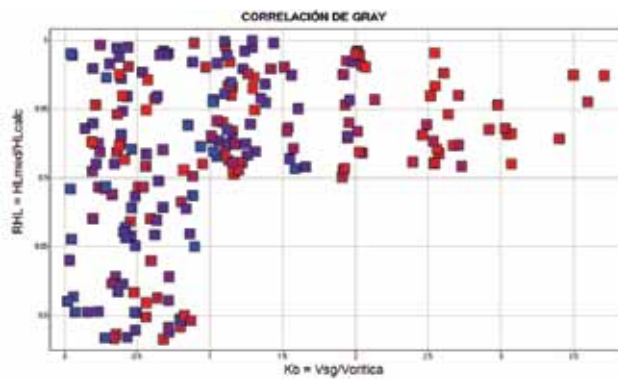


Gráfico 5.

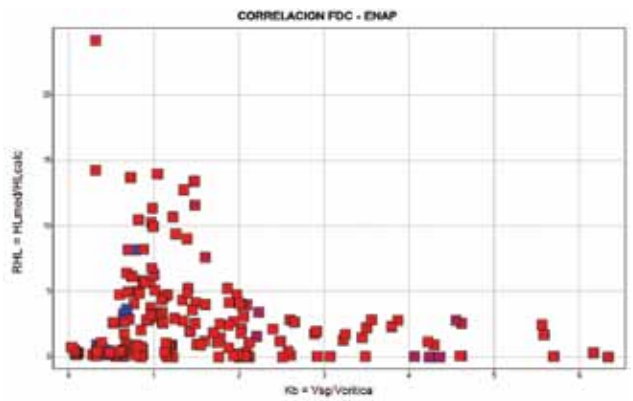


Gráfico 6.

y otras variables, pero no se logró una función multivariable que pudiese reproducir el comportamiento mostrado en este gráfico.

Se realizó el mismo análisis utilizando la correlación Drift-Flux [6] [7], de desarrollo más reciente. Esta correlación propone la siguiente ecuación para el *liquid holdup*:  $H_g = (1-HL) = Vsg / (Co * Vm + Vd)$

Donde:

Co = Pendiente de la recta Vsg versus Vm

Hg = VOID FRACTION (volumen ocupado por gas / volumen total)

Vsg = Velocidad superficial del gas

Vm = Velocidad media del fluido

Vd = Velocidad de deriva =  $1.53 * (\sigma * g * (\rho_l - \rho_g) / \rho_l^2)^{.25}$

Tensión superficial del líquido =  $\sigma$

Densidad del gas =  $\rho_g$

Densidad del líquido =  $\rho_l$

De igual forma que en los otros casos, se iteró en el valor de HL hasta obtener los valores de presión de los gradientes dinámicos. Los resultados de este cálculo se observan en el gráfico 7.

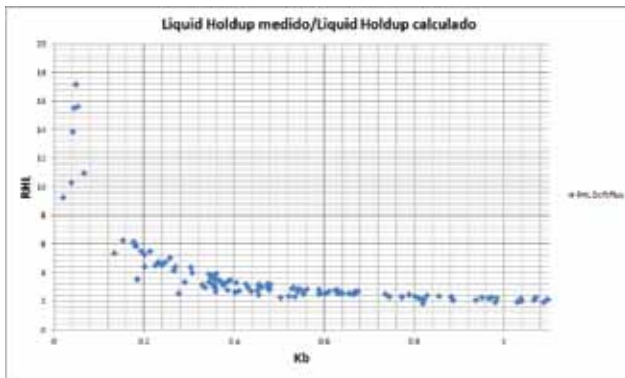


Gráfico 7.

Puede notarse en este caso una muy buena correlación entre la relación de *liquid holdup* RHL y la relación de velocidades Kb.

### Correlación híbrida DRIX FLUX – ENAP FDC

Se propone como solución para la obtención de un método confiable en un amplio rango de relaciones de velocidades críticas el desarrollo de una correlación híbrida entre Drift-Flux, modificada con los resultados de este análisis estadístico mostrados en el Gráfico 7, y la correlación Enap – FDC.

Las ecuaciones para el cálculo del *liquid holdup* de esta correlación híbrida son las siguientes:

Para  $K_b > 1$

$$HL = \lambda * FacMult$$

$\lambda$  = Fracción de líquido

$$\lambda = V_{sl} / (V_{sl} + V_{sg})$$

$V_{sg}$  = Velocidad superficial del gas =  $Q_{gasi} / A$

$V_{sl}$  = Velocidad superficial del líquido =  $Q_{liqi} / A$

A = Área de la cañería

$Q_{gasi}$  = Caudal instantáneo de gas (@ P y T)

$Q_{liqi}$  = Caudal instantáneo de líquido (@ P y T)

$$\text{Log FacMult} = A * \text{Log}(\lambda) + B * \text{Log}(\text{Nfr}) + C * \text{Log}(\text{Nfr}^2) + D$$

Nfr = Número de Froude

$$\text{Nfr} = V_m^2 / gID$$

$V_m$  = Velocidad media del fluido =  $V_{sg} + V_{sl}$

g = aceleración de la gravedad

ID = Diámetro interno

$$A = -0.4707$$

$$B = -1.8069$$

$$C = 0.6096$$

$$D = 0.574$$

$$V_g = (1 - HL_{df}) = \frac{V_{sg}}{(C_0 * V_m + V_d)}$$

Para  $K_b < 1$

$HL_{df}$  = *liquid holdup* drift-flux

$$RHL = a - b * e^{(-c * kb^d)}$$

HL = HLdf \* RHL  
 (regression datos gráfico 7)  
 a = 2.2503  
 b = 1.2212  
 c = 0.08363  
 d = -1.2342

### Determinación del valor de Co con datos estadísticos

El método de Drift-Flux utiliza para el cálculo de la fracción de gas en volumen (*void fraction*) la constante Co, que es la pendiente de la recta entre la velocidad media del fluido y la velocidad superficial del gas.

Se calcularon ambas velocidades para los datos del estudio estadístico. Los resultados se muestran en el Gráfico 8, donde se observa un valor promedio regresionado de Co=1.

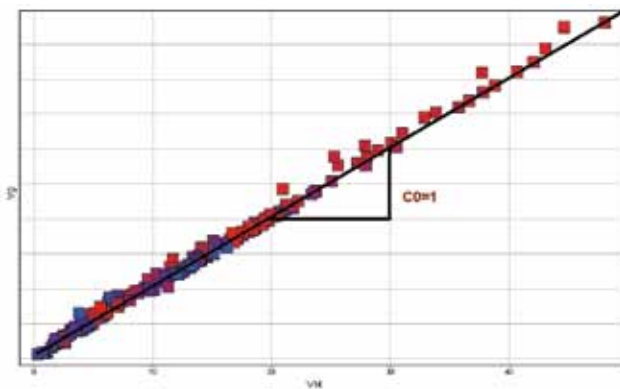


Gráfico 8.

### Análisis de resultados de la correlación híbrida

Se realizaron las corridas del programa de flujo multifásico con la correlación híbrida descrita para todos los casos de gradientes de presión que se utilizaron en este estudio.

	FDC-ENAP	Correlación híbrida	Aziz	BB	Gray
Error promedio %	-19,92	<b>-2,95</b>	-15,51	-49,65	19,74
Desviación STD %	55,02	<b>6,75</b>	28,59	34,33	28,14

Tabla 1.

En la Tabla 1 se muestran los errores promedio y la desviación estándar de las presiones calculadas con la correlación híbrida respecto de los valores medidos en los gradientes, comparados con los que se obtienen aplicando

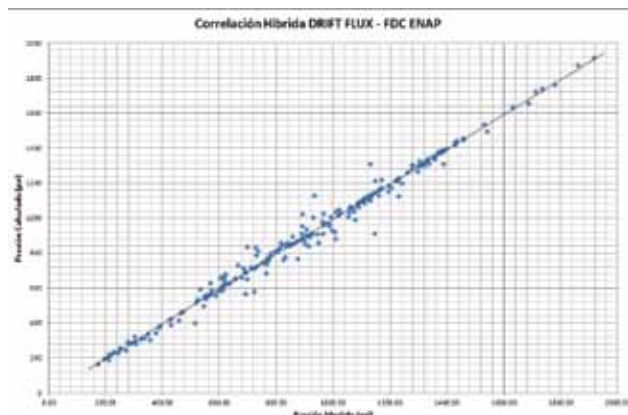


Gráfico 9.

las correlaciones de Aziz et al, Beggs-Brill, Gray y la presentada en el LACPEC 2007 (FDC-Enap).

En el Gráfico 9 se observan los resultados de los cálculos de presión utilizando la correlación híbrida para todos los puntos del estudio estadístico comparados con los valores medidos.

## Conclusiones. Contribuciones técnicas y económicas del trabajo

Las correlaciones de flujo multifásico más usadas en pozos de gas y de condensado presentan un pobre ajuste y una muy alta dispersión cuando predicen gradientes de presión, cuando este tipo de pozos presenta velocidades menores que la crítica de Turner.

Se desarrolló una correlación híbrida entre la Enap-FDC presentada en el LACPEC 2007 y la correlación Drift-Flux, que reduce notablemente el error promedio y la desviación estándar y puede aplicarse en un amplio rango de caudales, presiones y relaciones gas-líquido.

La aplicación de la metodología puede tener un alto impacto económico ya que mejora el ajuste del cálculo del punto de funcionamiento en pozos de gas y del condensado, mejorando en consecuencia la calidad de los estudios de optimización de producción y rediseño de instalaciones que se van a realizar sobre estos pozos.

Se espera que la aplicación de esta metodología también redunde en pronósticos de producción más realistas y predicciones mucho más precisas de la presión de abandono de cada pozo. Estos dos puntos son de alto impacto económico, y son determinantes en un análisis económico de proyectos. ■

### Agradecimientos

Los autores expresan su agradecimiento a los ingenieros Manuel Vidal, Guido Kuzanovic y Ana Casamayor por sus aportes a este trabajo, así como a todo el personal de FDC por su valiosa colaboración.

### Bibliografía

- [1] James F. Lea, Henry V. Nickens y Mike R. Wells: "Gas Well Deliquification" Second edition.
- [2] M. Vidal, G. Kuzanovic, C. Hoffmaister, C. Gilardone, J. Iervasi y C. Canel: "Multiphase Flow Correlation for low rate and low GLR gas wells", SPE paper 107357 SPE LACPEC 2007.
- [3] K. Aziz, G. Govier y M. Fogarasi: "Pressure drop in the wells producing oil and gas", J. Can. Pet. Tech (1972).
- [4] H. D. Beggs y J. Brill: "A study of two-phase flow in inclined pipes", J.P.T, mayo de 1973.
- [5] H. Gray: "Vertical flow correlation in gas wells", User's Manual API-14-B (1974).
- [6] H. Shi, J. Holmes, L. Durlosfsky, Aziz K. et al: "Drift-Flux Modeling of Multiphase Flow Wellbores", SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado USA, octubre de 2003.
- [7] A. Rashid Hassan y C. Shah Kabir: "Multiphase flow behavior in a deviate wells", SPE Production Engineering, mayo de 1989.