

ACUMULACIÓN DE LÍQUIDO EN POZOS DE GAS. PREDICCIÓN DE COMPORTAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INCIDENCIA DE ESTE FENÓMENO EN LOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

Nicolas G. Bellini A. (FDC), Carlos R. Gilardone (FDC), Carlos A. Canel (FDC)

Resumen

En yacimientos de gas maduros o con temprana irrupción de agua en los pozos, es frecuente encontrar casos en que la producción esta 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 “Tapón de líquido” y corregir la curva OUTFLOW del pozo y los archivos de comportamiento de flujo vertical considerando este fenómeno

En el trabajo 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 presentan casos reales de pronósticos de producción considerando y no considerando este fenómeno analizando la incidencia del mismo sobre los principales indicadores económicos.

Introducción

El calculo 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.

El cálculo ajustado de estos gradientes de presión y de la curva 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 para en la evaluación de proyectos de desarrollo.

En la **FIGURA 1** se observa un grafico típico de análisis nodal donde se observa claramente la incidencia del calculo del gradiente de presión en la predicción del comportamiento futuro del pozo. La curva IPR roja representa la condición actual de pozo. Las dos curvas 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 OUTFLOW amarilla se verificara la presión de abandono a la presión estática correspondiente a la IPR amarilla punteada, mientras que si se usa la OUTFLOW magenta esta presión de abandono será la presión estática correspondiente a la curva rojo punteado.

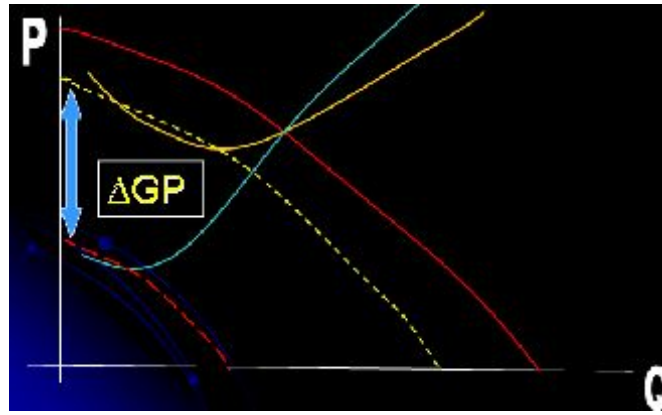


FIGURA 1

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

En la **FIGURA 2** se observa la incidencia de la performance de las distintas correlaciones en la predicción del punto de funcionamiento de un pozo que produce con velocidades inferiores a la crítica de TURNER

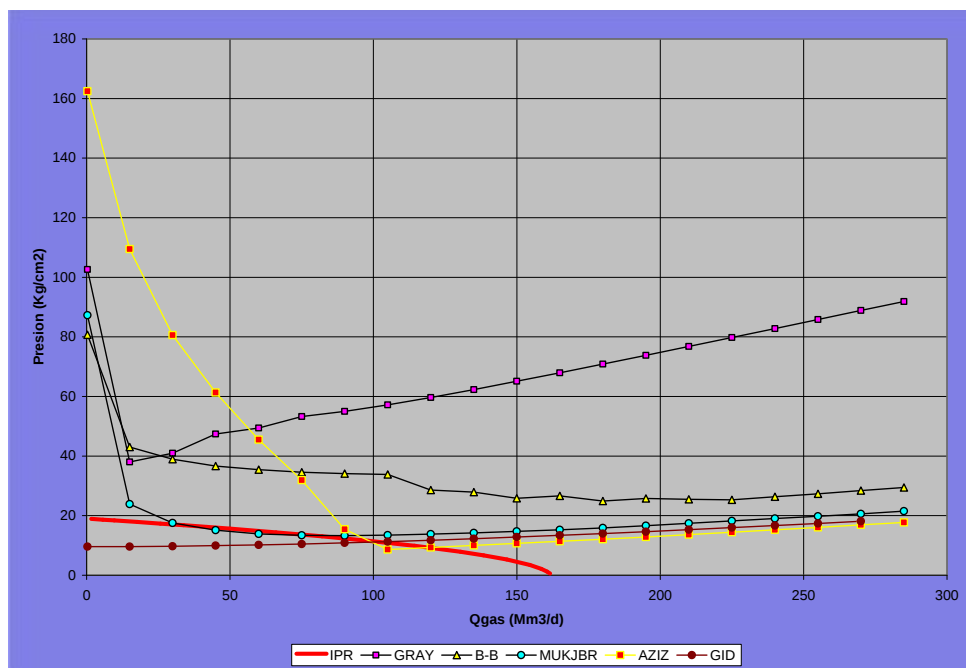


FIGURA 2

De acuerdo a la correlación que se seleccione para hacer el cálculo nodal se obtendrán resultados muy distintos. Dos de las cinco correlaciones darían que el pozo esta 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 100km3std/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 Argentina y Chile en donde se ha observado que cuando estos pozos están produciendo con velocidades de flujo inferiores la velocidad critica se producen importantes desvíos entre los valores de presión calculados por correlaciones de flujo multifasico y los medidos en este estudio estadístico.

A continuación se presentaran los resultados del estudio estadístico, se analiza la performance de las correlaciones de flujo multifasico mas usuales cuando el pozo produce por debajo de la velocidad critica y se propone una solución para tener valores ajustados para un calculo realista de la curva OUTFLOW.

2 Estudio Estadístico

Debido a la importancia que cobran los proyectos de optimización de producción y maximización de recursos en yacimientos de gas y condensado maduros y considerando la incidencia de los cálculos de gradiente de presión comentados en la introducción de este trabajo, se realizo 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 4 años. En la mayoría de estos pozos se ha producido un importante incremento de la relación agua – gas lo que sumado a la caída en la presión estática produjo una importante disminución del caudal de gas producido provocando que el pozo este produciendo con velocidades inferiores a la critica.

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 si.

En el **GRAFICO 1** se observa este análisis de performance realizada en Mayo del 2009. En ese momento la relación entre la velocidad del fluido de pozo y la velocidad critica promedio 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.

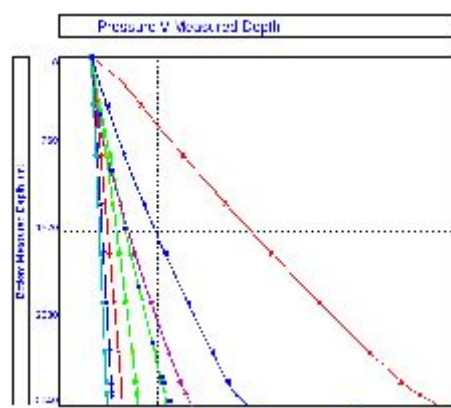


GRAFICO 1

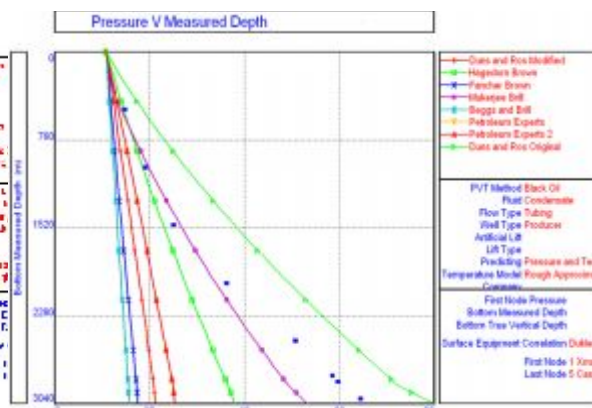


GRAFICO 2

En el **GRAFICO 2** se muestra la comparación para el gradiente realizado en ABRIL del 2010. En ese momento el pozo 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 verifico en la mayoría de los pozos analizados en el monitoreo.

El apartamiento que se observa en el **GRAFICO 2** se debe fundamentalmente a que la componente estática de la pérdida de carga es mayor que la que predicen la mayoría de estas correlaciones. La componente estatica de la perdida de carga es funcion 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 liquido

D_g = Densidad del gas

HL = Liquid Holdup (fracción en volumen realmente ocupada por el liquido)

C = Constante dependiente del sistema de unidades

Dada entonces la incidencia del LIQUID HOLDUP, se estudio la variación del este parametro con la relacion entre la velocidad del fluido y la velocidad critica.

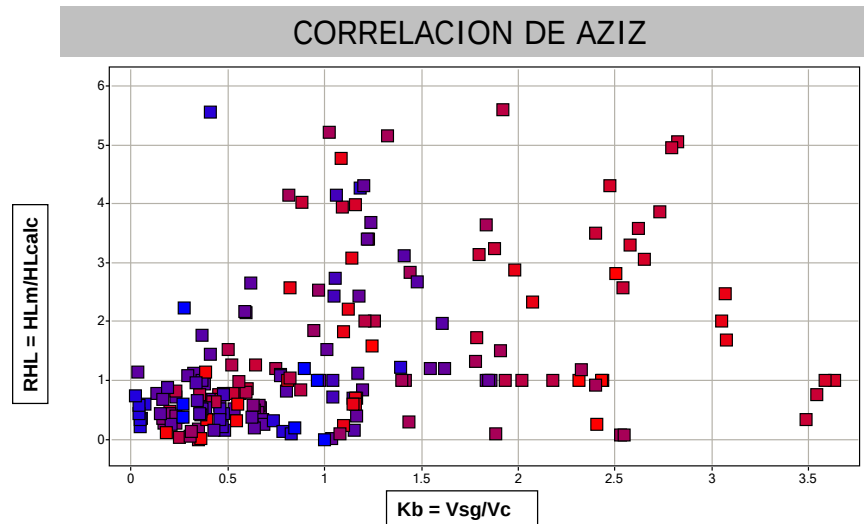
Se definió como K_b a la relación entre la velocidad superficial del gas y la velocidad critica

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

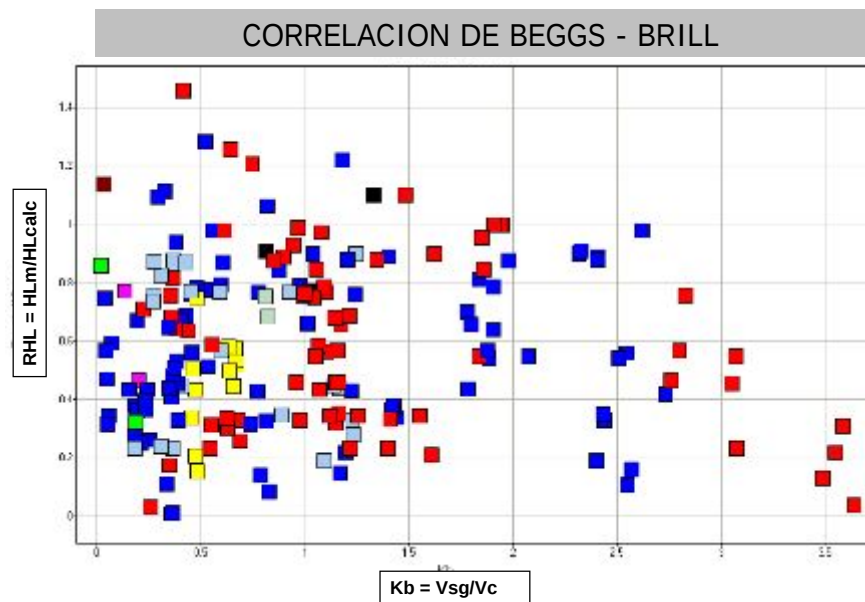
Y RHL como la relación HL medido/ HL calculado

El HI 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.

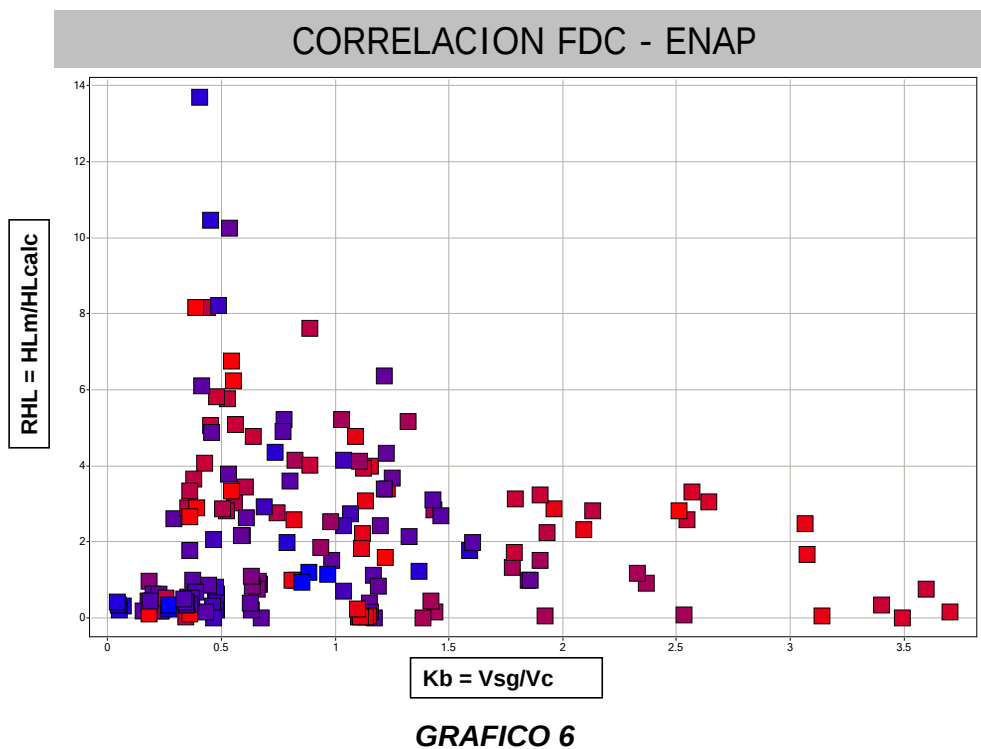
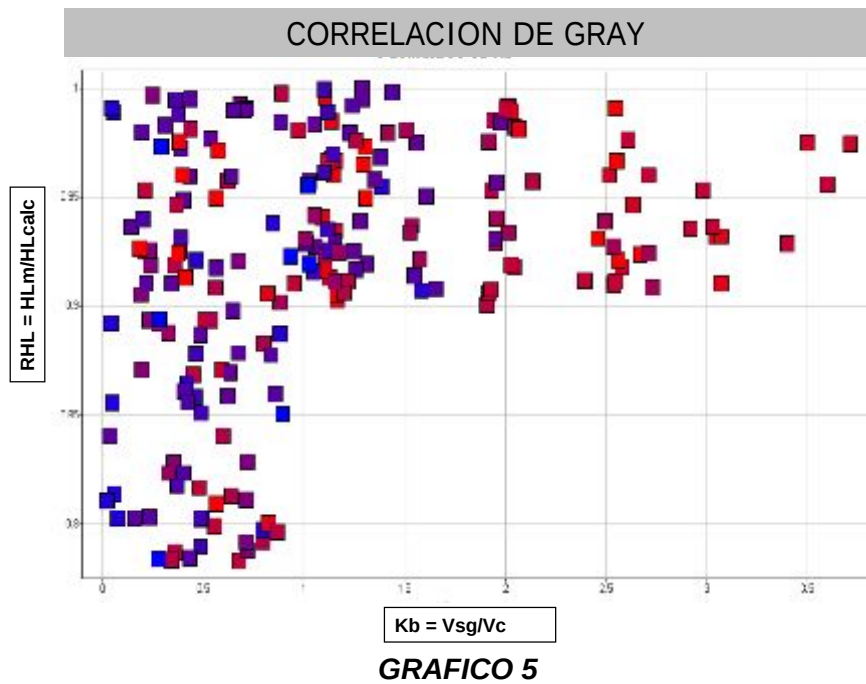
En el **GRAFICO 3** se observa la variación de la relación de LIQUID HOLDUP en función de la relación de velocidades K_b para la correlación de AZIZ – GOVIER y FOGARAZZI ⁽³⁾.



En los **GRAFICOS 4 y 5** se observan gráficos similares para las correlaciones de BEGGS – BRILL⁽⁴⁾ y GRAY⁽⁵⁾.



En el **GRAFICO 5** se muestra un gráfico similar para la correlación desarrollada para pozos de gas para bajos caudales y bajas relaciones gas líquido presentada en el LACPEC 2007⁽²⁾.



De los gráficos analizados solo presenta alguna posibilidad de correlación para RHL vs. Kb el **GRAFICO 6**, aunque muestra una gran dispersión. Se intento incluir en la correlación el número de FROUDE, la velocidad superficial del gas, la relación gas – líquido y otras variables pero no se logro una función multivariable que pudiese reproducir el comportamiento mostrado en este grafico.

Se realizo el mismo análisis utiizando la correlación DRIFT – FLUX^(6,7) de desarrollo mas reciente. Esta correlación propone la siguiente ecuación para el LIQUID HOLDUP:

$$H_g = (1-H_L) = V_{sg}/(C_o \cdot V_m + V_d)$$

Donde:

C_o = Pendiente de la recta V_{sg} versus V_m

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

V_{sg} = Velocidad superficial del gas

V_m = Velocidad media del fluido

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

Tension superficial del liquido = σ

Densidad del gas = ρ_g

Densidad del liquido = ρ_l

De igual forma que en los otros casos se itero en el valor de HL hasta obtener los valores de presión de los gradientes dinámicos.

Los resultados de este cálculo se observa en el **GRAFICO 7**. Se observa en este caso una muy buena correlación entre la relación de LIQUID HOLDUP RHL y la relación de velocidades K_b .

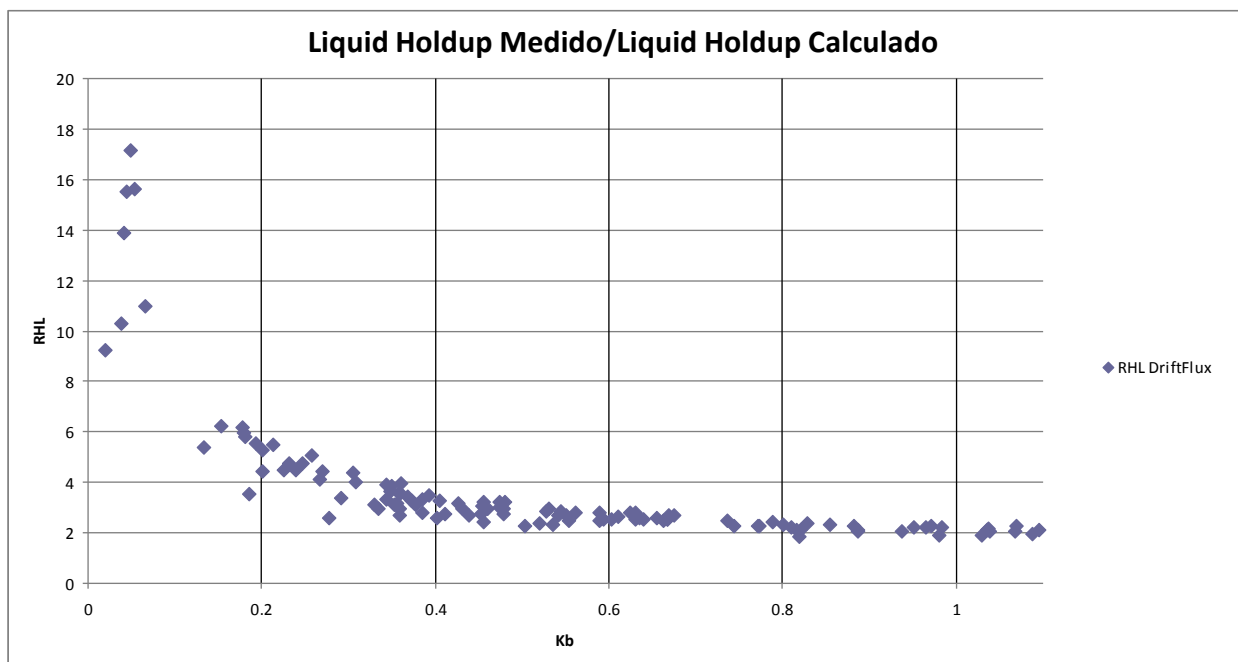


GRAFICO 7

3 Correlación Híbrida DRIF 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 **GRAFICO 7** y la correlación ENAP – FDC.

Las ecuaciones para el cálculo del LIQUID HOLDUP de esta correlación híbrida son las siguientes:

Para $K_b > 1$

$$HL = \lambda * FacMult$$

λ = Fracción de liquido

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

V_{sg} = Velocidad superficial del gas = Q_{gasi}/A
 V_{sl} = Velocidad superficial del liquido = Q_{liqi}/A
 A = Área de la cañería
 Q_{gasi} = Caudal instantáneo de gas (@ P y T)
 Q_{liqi} = Caudal instantáneo de liquido (@ P y T)

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

N_{fr} = Numero de Froude
 $N_{fr} = V_m^2 / gID$
 V_m = Velocidad media del fluido = $V_{sg} + V_{sl}$
 g = aceleración de la gravedad
 ID = Diámetro interno

$A = -0.4707$
 $B = -1.8069$
 $C = 0.6096$
 $D = 0.574$

Para $K_b < 1$

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

HL_{df} = LIQUID HOLDUP DRIFT FLUX

$$HL = HL_{df} * RHL$$

$$RHL = a - b * e^{(-c * kb^d)} \quad (\text{regression datos } \mathbf{GRAFICO 7})$$

$a = 2.2503$
 $b = 1.2212$
 $c = 0.08363$
 $d = -1.2342$

3.1 Determinación del valor de C_0 con datos estadísticos

El método de DRIFT FLUX utiliza para el cálculo de la fracción de gas en volumen (VOID FRACTION), la constante C_0 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 **GRAFICO 8** donde se observa que un valor promedio regresionado de $C_0 = 1$.

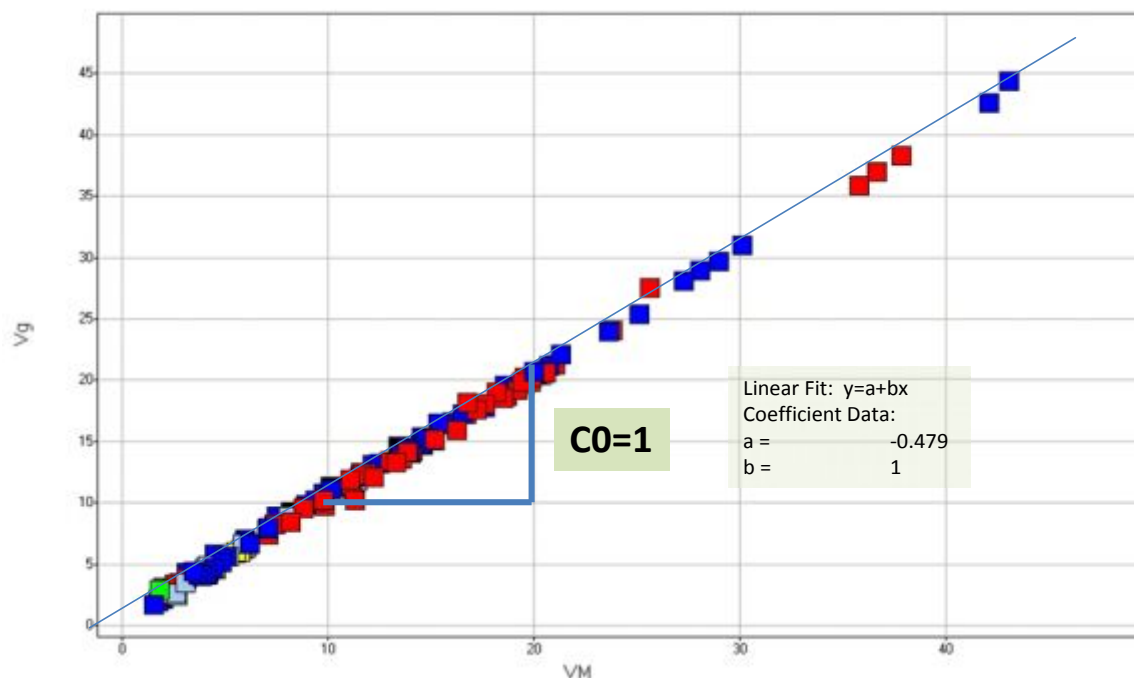


GRAFICO 8

4 Análisis de resultados de la correlación Híbrida

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

En **TABLA 1** se muestran los errores promedio y desviación Standard de las presiones calculadas con la correlación HIBRIDA respecto de los valores medidos en los gradientes, comparados con los que se obtienen aplicando las correlaciones de AZIZ et al, BEGGS – BRILL, GRAY y la presentada en el LACPEC 2007 (FDC-ENAP).

	FDC-ENAP	Correlacion HIBRIDA	Aziz	BB	Gray
Error Promedio %	-19.92	-2.95	-15.51	-49.65	19.74
Desviacion STD %	55.02	6.75	28.59	34.33	28.14

TABLA 1

En el **GRAFICO 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.

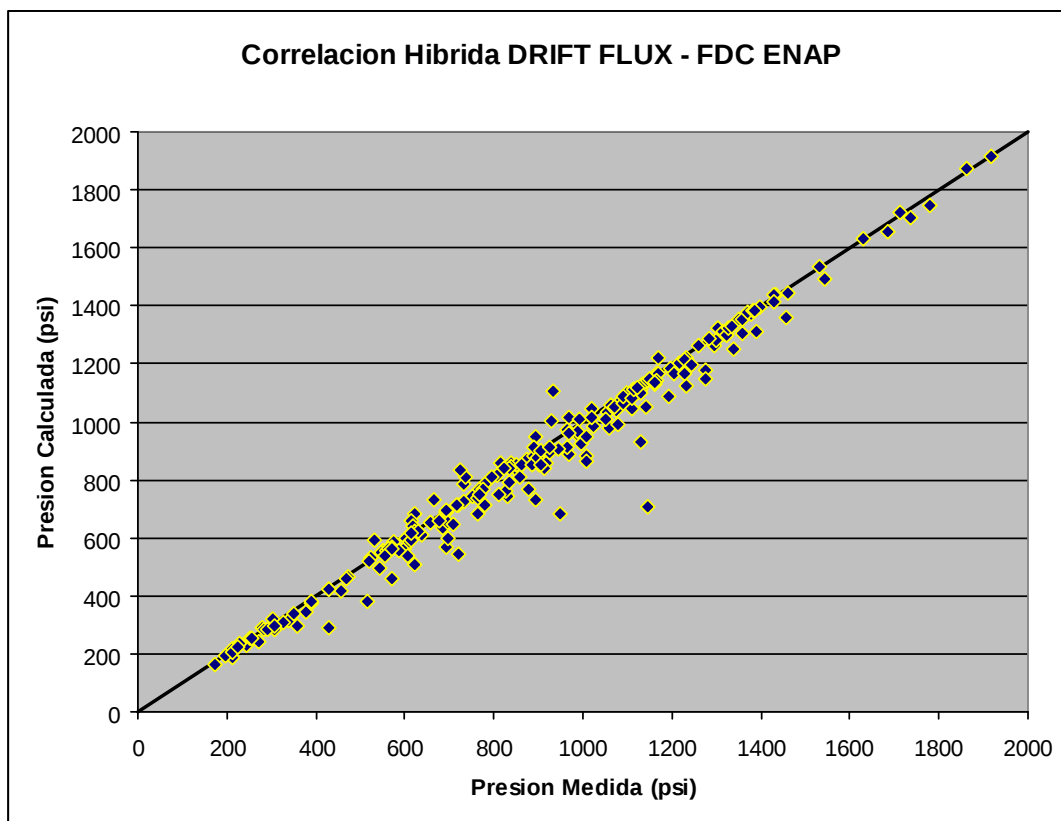


GRAFICO 9

Conclusiones – Contribuciones técnicas y económicas del trabajo

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

Se desarrollo una correlación Hibrda entre la ENAP – FDC presentada en el LACPEC 2007 y la correlación DRIFT FLUX que reduce notablemente el error promedio y la desviación Standard y puede aplicarse en un amplio rango de caudales, presiones y relaciones gas – liquido

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

La aplicación de esta metodología también redundara en pronósticos de producción más realistas y predicciones mucho mas precisas de la presión de abandono de cada pozo. Estos dos puntos son de alto impacto económico y son determinantes en el análisis económico de proyectos.

Agradecimientos

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

Bibliografía

- 1) **James F. Lea, Henry V. Nickens, Mike R.Wells:** "Gas Well Deliquification" Second edition
- 2) **M.Vidal, G.Kuzanovic, C.Hoffmaister, C.Gilardone ,J.lervasi ,C.Canel:** " Multiphase Flow Correlation for low rate and low GLR gas wells" SPE paper 107357 SPE LACPEC 2007
- 3) **K. Aziz, G. Govier, M. Fogarasi:** "Pressure drop in the wells producing oil and gas", J. Can.. Pet. Tech, (1972).
- 4) **H.D. Beggs, J. Brill:** "A study of two-phase flow in inclined pipes", J.P.T, mayo 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.5-8 October 2003
- 7) **A.Rashid Hassan, C.Shah Kabir:** "Multiphase flow behavior in a deviate wells" SPE Production Engineering May 1989