

# ESTUDIO COMPARATIVO ENTRE CORRELACIONES EMPÍRICAS Y MODELOS MECANÍSTICOS PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN POZOS HORIZONTALES DE INYECCIÓN DE VAPOR

Manuel E. Cabarcas Simancas<sup>1</sup>, Gustavo A. Rojas Sosa<sup>2</sup>

## RESUMEN

La inyección de vapor en pozos horizontales tiene gran aplicabilidad en yacimientos de crudo pesado. Sin embargo, uno de los retos de esta tecnología es la predicción de los perfiles de presión, temperatura y calidad del vapor a lo largo del pozo. Por más de 30 años, se han utilizado correlaciones empíricas para determinar estos perfiles, las cuales presentan errores cercanos al  $\pm 30\%$ . En los últimos años se ha dado mayor énfasis a los modelos mecanísticos, ya que permiten obtener perfiles hidráulicos más ajustados a la realidad y adicionalmente predicen los patrones de flujo que se presentan en las tuberías.

En este trabajo se evalúa el desempeño de tres modelos mecanísticos y cinco correlaciones utilizadas comúnmente para predecir el gradiente de presión en flujo bifásico (vapor húmedo), con aplicación a pozos horizontales, compuestos por una sección de tubería vertical y otra horizontal. El gradiente de presión calculado con cada modelo es comparado con el gradiente de presión experimental tomado de dos casos reportados en la literatura. Se presentan estimaciones del error del gradiente de presión medido versus el calculado por cada modelo. En la evaluación, dos modelos mecanísticos estudiados arrojan errores absolutos promedio menores del 10%.

**Palabras claves:** Flujo multifásico, modelos mecanísticos, patrones de flujo, correlaciones, holdup.

## ABSTRACT

The steam injection in horizontal wells has great applicability to heavy oil reservoirs. However, one of the challenges of this technology is the prediction of the profiles of pressure, temperature and vapor quality along the well. For over 30 years, empirical correlations were used to determine these profiles, which have errors close to  $\pm 30\%$ . In recent years there has been greater emphasis on mechanistic models, allowing hydraulic profiles get more adjusted to reality and further predict the flow patterns that occur in the pipes.

This paper evaluates the performance of three mechanistic models and five correlations commonly used to predict the pressure gradient in two-phase flow (wet steam), with application to horizontal wells, consisting of a vertical pipe section and other horizontal pipe section. The pressure gradient calculated with each model is compared with the experimental pressure gradient taken from two cases reported in the literature. We present error estimates of the pressure gradient measured versus calculated for each model. In the evaluation, two studied mechanistic models obtained lower mean absolute error of 10%.

**Keywords:** mechanistic models, steam injection, horizontal wells, flow patterns

<sup>1</sup> MSc. en Ingeniería Química, Ingeniero de Petróleos. Profesor Universidad Industrial de Santander. Grupo Modelamiento de Procesos Hidrocarburos. Dir: Cra 27 Calle 9 Ciudad Universitaria, Bucaramanga. Colombia. E-mail: cabarcas@uis.edu.co

<sup>2</sup> Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. Colombia. E-mail: gustavo.rojas@correo.uis.edu.co.

## INTRODUCCIÓN

A nivel mundial la principal aplicación de pozos horizontales de inyección de vapor ha sido en las arenas de crudo pesado y extra pesado de Canadá, California y Venezuela.

Tecnologías como *Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD), *Horizontal Cyclic Steam Stimulation* (HCSS) y *Horizontal Alternative Steam Drive* (HASD), tienen una gran viabilidad económica en proyectos de recobro mejorado.

La inyección de vapor en pozos horizontales presenta las siguientes ventajas en comparación con los pozos verticales: mejora la eficiencia de barrido, permite incrementar las reservas producibles, aumenta la inyectividad del vapor y reduce el número de pozos verticales requeridos para el desarrollo de un campo (Joshi, 1991).

No obstante, a nivel operacional, la tecnología de pozos horizontales para inyección de vapor presenta inconvenientes tales como el control del vapor en zonas no calentadas, pérdidas de energía y distribución del vapor a lo largo de la sección horizontal del pozo. Para abordar estos retos, es necesario el conocimiento de los perfiles de presión, temperatura y calidad.

Las correlaciones empíricas han sido usadas desde la década de los 60's para determinar los perfiles de presión y temperatura. Sin embargo, su aplicabilidad está limitada a las condiciones experimentales en que fueron desarrolladas. Este enfoque aunque se ha usado por más de 40 años en la resolución de problemas de flujo bifásico con un error de  $\pm 30\%$ , no resuelve el interrogante del "por qué" y "cómo" ocurre el fenómeno de flujo (Gomez, 2000).

Recientemente la tendencia se ha volcado hacia el uso de modelos mecanísticos que buscan una mayor claridad sobre los fenómenos físicos. El postulado fundamental en este método es la existencia de varios Patrones de Flujo.

El principal objetivo de este enfoque es predecir el Patrón de Flujo existente para un sistema en particular. Luego para cada patrón de flujo se emplea un modelo diferente que predice la hidrodinámica del flujo multifásico y la transferencia de calor correspondiente. Los modelos mecanísticos son más confiables y generales debido a que incorporan los mecanismos y los parámetros importantes de flujo.

La necesidad de conocer el perfil de presión y temperatura a lo largo de tuberías para el transporte de fluidos propios de la industria de los hidrocarburos, ha motivado el desarrollo de correlaciones y modelos

mecanísticos que tratan de reproducir la hidrodinámica del flujo multifásico. A finales de los años 60, Espanol, Holmer & Brown, realizaron un estudio comparativo entre varias correlaciones empíricas para pozos verticales de aceite. En dicho estudio se concluyó que la correlación de Orkiszewski (1967) proporciona el mejor ajuste al comportamiento del fluido en los rangos de datos usados. En 1982, Fontanilla & Aziz, compararon tres diferentes modelos de flujo para pozos verticales de inyección de vapor, concluyendo que la correlación de Aziz *et al.* proporciona un buen desempeño. Galate & Mitchell (1985) presentaron WELLTEMP, para predecir gradientes de presiones y temperaturas. Este modelo fue comparado con correlaciones existentes en la época, y como resultado de esta comparación se pudo concluir que el modelo se ajusta a los resultados de campo.

Xiao, Shoham & Brill (1990), desarrollaron un modelo mecanístico para tubería horizontal, el cual fue comparado con cuatro correlaciones de flujo, con lo cual se demostró que con el modelo se obtienen mejores resultados en la predicción de los patrones de flujo que usando las correlaciones empíricas. En 1994, Ansari, Sylvester, Sarica, Shoham & Brill, formularon un modelo mecanístico para flujo vertical en pozos de aceite. El modelo fue comparado con varias correlaciones, obteniendo un mejor desempeño que las correlaciones empíricas, en las condiciones dadas de flujo, y buenos resultados en la predicción del flujo tipo burbuja. Gravino, Duban, Garcia & Garcia (2008), realizaron una evaluación de correlaciones empíricas y modelos mecanísticos para flujo de gas y líquido en tuberías verticales con flujo ascendente. La evaluación demostró que algunos modelos mecanísticos alcanzaron errores menores del 30%.

En 2010, Hasan & Kabir, compararon su modelo con varias correlaciones y con el modelo mecanístico de Ansari *et al.*, para pozos geotérmicos verticales, en el cual se observó, que los modelos tienen comportamientos similares en el cálculo del gradiente de presión. Yahaya & Gahtani (2010), realizaron un estudio comparativo entre modelos mecanísticos y correlaciones para pozos verticales de aceite con 414 datos de campo, en donde el modelo Ansari *et al.*, obtuvo un buen desempeño para todos los casos estudiados. En el mismo año, Yuan & Zhou (2010), realizaron una evaluación para tubería inclinada de 0° hasta -9° con la horizontal, entre correlaciones y modelos mecanísticos para aceite. El estudio concluyó que no hay un modelo único para cada uno de los grados de inclinación estudiados.

La recopilación bibliográfica evidencia la ausencia de estudios formales para evaluar el desempeño de las correlaciones empíricas frente a los modelos mecanísticos para la predicción de gradientes de presión y temperatura, en pozos horizontales de inyección de vapor.

El propósito de este trabajo es comparar el desempeño de cuatro correlaciones empíricas y tres modelos mecánicos, para calcular el perfil de presión en un pozo horizontal de inyección de vapor, y de esta manera determinar cuales son las ecuaciones que mejor se ajustan al comportamiento del pozo.

## MARCO TEÓRICO

### CONTROL DE LA INYECCIÓN DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES

Los pozos horizontales para inyección de vapor tienen las siguientes ventajas: (1) Pueden tener secciones horizontales entre los 610 y 1220 m (2000 y 4000 ft) de longitud, reduciendo así la inversión y los costos operacionales; (2) ofrecen un mayor área de contacto con el yacimiento, mejorando las tasas de inyección de vapor y la productividad del pozo; y (3) mejoran la eficiencia de barrido.

No obstante, dos grandes retos que enfrenta la inyección de vapor a través pozos horizontales, es el control de las pérdidas de calor desde el generador de vapor hasta la formación productora, y la entrega adecuada del vapor hacia la formación.

Las pérdidas de energía se mitigan utilizando una capa de aislante en las líneas de superficie y en la tubería de inyección. Por otro lado, el control adecuado de la distribución del vapor, dentro del yacimiento, se logra por medio de un completamiento con dispositivos o boquillas de inyección (ver Figura 1).

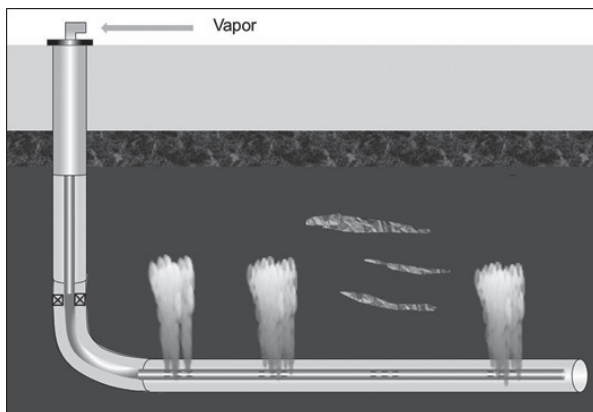


Figura 1. Inyección de vapor en un yacimiento heterogéneo.

### FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

El modelamiento del flujo multifásico es un proceso complejo, sobre todo en aplicaciones de baja carga de

líquido, tal como la inyección de vapor húmedo. Además de las consideraciones de una sola fase, relacionadas con los perfiles de las velocidades de flujo y las caídas de presión asociados con el tamaño de tubería, se deben tener en cuenta otros factores que se presentan en el flujo de dos fases, tales como: los efectos del régimen de flujo, holdup de líquido, deslizamiento entre fases, tamaño de la gota y taponamiento.

**Gradiente de Presión.** El gradiente de presión viene dado por la suma de los gradientes de presión debido a la fricción, cambios de energía cinética y cambios en la energía potencial (ver Figura 2).

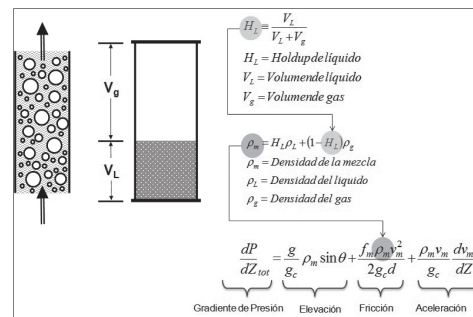


Figura 2. Gradiente de presión para el flujo multifásico en pozos

Por más de 60 años, se ha utilizado la ecuación del gradiente de presión para resolver problemas de flujo. Los primeros modelos asumieron que los fluidos en el sistema están perfectamente mezclados, formando una mezcla homogénea, sin considerar deslizamiento entre las fases (Modelos Homogéneos).

En los años 80, algunos autores consideraron que la mezcla no actuaba de forma homogénea e incluyeron parámetros como el Holdup, velocidades superficiales y deslizamiento entre fases.

A finales de los años 80 e inicios de los 90, se hicieron desarrollos significativos en la habilidad para observar, estudiar, y modelar matemáticamente los mecanismos físicos que hacen parte del flujo multifásico.

**Holdup.** El Holdup de líquido puede ser definido como la fracción volumétrica de una sección específica de tubería que es ocupada por la fase líquida.

El método más exacto para medir el Holdup de líquido es atrapar una muestra representativa de gas y líquido en una sección de la tubería y físicamente medir la fracción de volumen ocupada por la fase líquida. Esto

comúnmente se realiza usando dos válvulas de cierre instantáneo operadas en forma simultánea.

El Holdup es importante porque permite predecir las propiedades físicas de la mezcla gas/líquido y las velocidades de cada fase, lo cual es fundamental para el cálculo de los gradientes de presión del flujo multifásico en pozos (ver Figura 2).

**Velocidad Superficial.** Es la velocidad de una fase si fluyera en toda la sección transversal de una tubería.

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A_T} \quad (1)$$

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A_T} \quad (2)$$

**Deslizamiento entre fases (Slip).** Fenómeno físico presente en flujo multifásico, debido a las diferencias de velocidades que experimentan las fases.

$$S = v_g - v_L \quad (3)$$

**Patrones de Flujo en Tubería vertical.** Los principales patrones de flujo en tubería vertical que se consideraron en este estudio son: flujo burbuja, flujo tapón (slug), flujo “churn” y flujo anular (Yahaya and Gahtani, 2010). En la Figura 3 se muestran los diferentes patrones de flujo en tubería vertical.

**Flujo Burbuja.** El líquido llena casi completamente la tubería, y la fase de gas libre está presente en pequeñas burbujas. Las burbujas se mueven a diferentes velocidades y excepto por su densidad, tienen poco efecto sobre el gradiente de presión.

**Flujo Tapón.** El flujo tapón es un flujo altamente complejo e inestable. Las burbujas de gas coalescen y forman bolsas o tapones que ocupan casi toda la sección transversal de la tubería.

**Flujo “Churn”.** Este patrón de flujo existe solamente en flujo vertical hacia arriba y es muy caótico en naturaleza. Las burbujas de gas se pueden unir y el líquido puede ingresar en las burbujas. Aunque los efectos del líquido son significantes, los efectos de la fase gaseosa son predominantes.

**Flujo Anular.** El gas fluye por la parte central de la tubería, mientras que el líquido fluye a lo largo de las paredes de la tubería a manera de película.

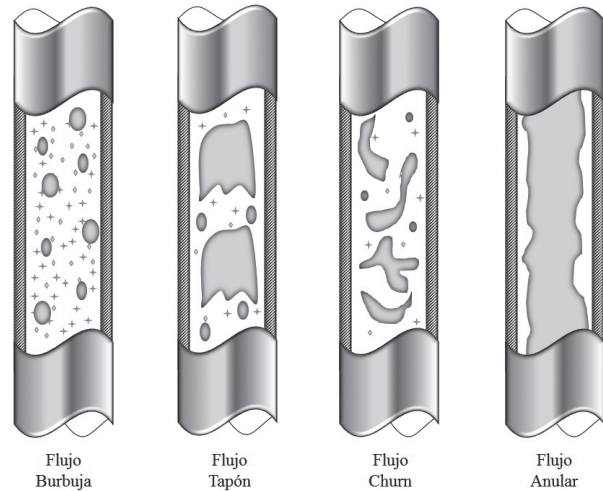


Figura 3. Patrones de flujo en tubería vertical

**Patrones de Flujo en Tubería Horizontal.** Los principales patrones de flujo en tubería horizontal que se consideraron en este estudio son: flujo estratificado, flujo tapón (slug), flujo anular y flujo niebla. En la Figura 4 se muestran los diferentes patrones de flujo en tubería horizontal.

**Flujo Estratificado.** Este régimen de flujo se presenta cuando las velocidades superficiales del líquido y del vapor son bajas. La gravedad provoca que la fase líquida se ubique en el fondo de la tubería y que exista una interfase suave entre la fase líquida y vapor.

**Flujo Estratificado Ondulado.** Este régimen de flujo existe cuando se forman ondas sobre la interfase entre el líquido y el vapor.

**Flujo Tapón.** Este régimen de flujo existe cuando grandes ondas de líquido, de corta duración, están separadas por periodos de flujo estratificado ondulado.

**Flujo anular.** Este régimen de flujo existe a altas velocidades superficiales del vapor. El líquido tiende a fluir como un anillo alrededor de la circunferencia de la tubería. La fase de vapor fluirá a través del centro del anillo y puede contener pequeñas gotas de líquido.

**Flujo niebla.** La tubería estará completamente llena de vapor, excepto por pequeñas gotas de líquido en forma de niebla.

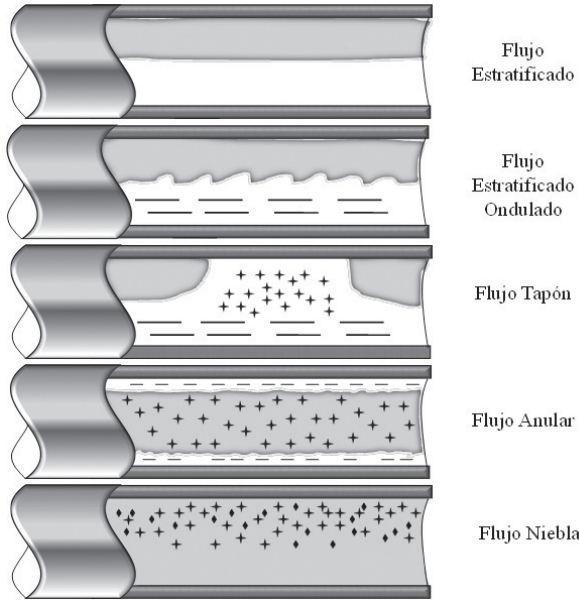


Figura 4. Patrones de Flujo en tubería Horizontal

**Correlaciones empíricas.** Estas son ecuaciones basadas en datos experimentales, proponiendo un ajuste de una variable determinada. También, está limitada para un rango de datos usados en la generación de la correlación. Algunas correlaciones consideran deslizamientos entre fases, holdup y patrones de flujo.

**Modelos mecánicos.** Este enfoque trata de arrojar más luz sobre los fenómenos físicos. El postulado fundamental en este método es la existencia de varios Patrones de Flujo.

El principal objetivo de este enfoque es predecir el Patrón de Flujo existente para un sistema en particular. Luego,

$$\frac{1}{U_{to}} = \left[ \frac{r_{to}}{r_{ti} h_t} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{K_t} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{K_{ins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins} (h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{K_c} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{wb}}{r_{co}}\right)}{K_{cem}} \right] \quad (5)$$

No todos los componentes mostrados en la Figura 5 están presentes en todos los estados mecánicos de los pozos, aunque algunos elementos ofrecen poca resistencia al flujo de calor, aun cuando están presentes. De esta forma, para un pozo convencional no existe aislamiento del tubing, lo cual permite eliminar el término que involucra  $k_{ins}$  en la Ecuación 5. También se puede asumir que el coeficiente de transferencia de calor del fluido es tan alto que  $T_f$  puede asumirse igual a  $T_{ti}$ . Los altos valores de conductividad térmica de los metales, acoplado con las paredes relativamente delgadas del tubing y casing, permiten asumir que la diferencia de temperatura a través

para cada patrón de flujo se emplea un modelo diferente para predecir la hidrodinámica y la transferencia de calor correspondiente.

Estos modelos son más confiables y generales debido a que incorporan los mecanismos y los parámetros importantes de flujo.

## TRANSFERENCIA DE CALOR EN POZOS

La transferencia de calor radial entre el fluido del pozo y la formación ocurre superando varias resistencias en serie (ver Figura 5). En estado estable, el flujo de calor a través del pozo por unidad de longitud  $Q$  está definido por la Ecuación 4.

$$Q = -2\pi r_{to} U_{to} (T_f - T_{wb}) \quad (4)$$

En la Ecuación 4,  $U_{to}$ , se define como el coeficiente global de transferencia de calor, basado en el área de la superficie exterior del tubing,  $2\pi r_{to}$ , y la diferencia de temperatura entre el fluido del pozo y la interface formación- pozo,  $(T_f - T_{wb})$ .

Actualmente, el método de Willhite (1967) es uno de los más conocidos para calcular las pérdidas de calor y el perfil de temperatura a lo largo del pozo (ver ecuación 5). Este método involucra los tiempos de inyección y los mecanismos de transferencia de calor (convección forzada desde el vapor hacia la superficie interna de la tubería de inyección; conducción a través de las paredes de la tubería de inyección y de revestimiento, del aislante y del cemento).

de las paredes del tubing y casing se puede despreciar; es decir  $T_{ti} = T_{to}$  y  $T_{ci} = T_{co}$ . Por lo tanto,  $U_{to}$  para un pozo convencional se puede calcular a partir de la Ecuación 6.

$$\frac{1}{U_{to}} = \left[ \frac{1}{h_c + h_r} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{wb}}{r_{co}}\right)}{k_{cem}} \right] \quad (6)$$

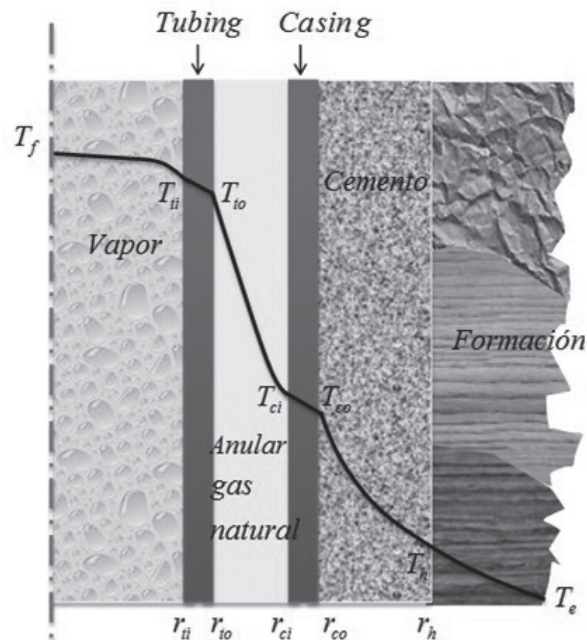


Figura 5. Distribución de Temperatura en un completamiento convencional de pozo

**BASE DE DATOS EXPERIMENTAL Y HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN.**

**Descripción de los datos.** Se considera que un pozo horizontal de inyección de vapor consta de tres secciones: la sección vertical, la curva y la sección horizontal. Para este estudio, se tuvieron en cuenta las consideraciones de Best *et. al.* (1990), donde consideran las secciones vertical y curva, como una sola sección vertical.

Para determinar el desempeño de los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas en la sección vertical del pozo, se utilizaron los datos de una prueba de inyección de vapor sobre el pozo vertical 61-0 Martha Bigpond en Oklahoma (ver tabla 1), reportados por Fontanilla & Aziz (1982).

En la literatura existen pocos datos experimentales de flujo de agua-vapor a través de tuberías horizontales. Sin embargo, el uso de datos experimentales de agua-gas natural es una buena aproximación al fenómeno de flujo que se presentan en tuberías que transportan agua-vapor. En la Tabla 2 se muestran los datos de una prueba de campo de flujo de agua – gas natural en tubería horizontal reportados en el artículo de Eaton *et al.* (1967).

**Herramienta de Simulación.** En este estudio se utilizó el software PIPESIM 2009.1 para modelar el flujo multifásico en pozos de inyección de vapor. Este software contiene las tablas de vapor “ASTEM 97 – IAPWS IF97 Properties of Water and –Steam for Industrial Use” e incluye varios modelos y correlaciones de flujo multifásico en tuberías de uso frecuente en la industria petrolera. Para aplicaciones de flujo multifásico, el PIPESIM permite identificar sobre un mapa, los diferentes patrones de flujo, velocidades gas-líquido y *holdup* de líquido que ocurren a lo largo del pozo.

Tabla 1. Datos de entrada en la sección vertical.

Datos de Entrada	Unidades	
Profundidad	m	487,68
Profundidad del Casing	m	481,58
Diámetro interno del tubing	mm	53,95
Diámetro externo del tubing	mm	63,50
Diámetro interno del casing	mm	101,60
Diámetro Externo del casing	mm	114,30
Diámetro del hueco	mm	365,76
Conductividad térmica de la formación	W/m-°K	1,73
Conductividad térmica del Cemento	W/m-°K	0,35
Difusividad térmica de la formación	m²/seg	7,38E-07
Emisividad del casing	Adim	0,90
Emisividad del tubing	Adim	0,9
Temperatura de superficie	°C	10
Gradiente Geotérmico	°C/m	0,051
Tasa de inyección	m³/h	2,21
Presión en Cabeza	Bar	17,24
Calidad en cabeza	%	80
Tiempo de inyección	hrs	117

**COMPARACIÓN DE LOS MODELOS SELECCIONADOS.**

En este estudio, los cálculos se realizaron en el sentido de la dirección de flujo iniciando en el punto de inyección de vapor (presiones altas), donde los gradientes de los modelos son precisos. A medida que se avanza hacia el final de la tubería, las precisiones de los gradientes son menos exactas. En la Tabla 3, se presentan los modelos empíricos y mecánicos evaluados para este estudio.

Para comparar los gradientes de presión calculados con los datos experimentales, se emplea el parámetro estadístico del error porcentual absoluto promedio.

Tabla 2. Datos de entrada en la sección horizontal.

Datos de Entrada	Unidades	
Temperatura de ambiente:	°C	26,67
Diámetro Externo Tubería	mm	52,50
Diámetro Interno Tubería	mm	60,33
Espesor del aislante	mm	0
Distancia	Ft	518,16
Velocidad del viento	m/seg	0
Emisividad de la tubería	Adim	0,9
Presión de operación	Bar	62,74
Gravedad	m/s <sup>2</sup>	1,27E+08
Rugosidad	mm	2,54E-02
Conductividad Térmica Tubería	W/m-°K	44,98
Fracción Gas/liquido	%	34,32*
Tasa de alimento	Kg/seg	3,91*
Gravedad Especifica del Gas	Adim	0,611
Gravedad Especifica del Agua	Adim	1,01

\*Parámetro calculado.

Dicho parámetro, es una medida de la concordancia entre los valores calculados y experimentales. Sin embargo, los errores positivos y negativos no se cancelan entre sí. Por esta razón, el error porcentual absoluto promedio es considerado un parámetro clave para evaluar la capacidad de predicción de un conjunto de modelos y correlaciones.

$$E_a = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left( \left| \frac{\Delta P_c - \Delta P_m}{\Delta P_m} \times 100 \right| \right) \quad (7)$$

Donde:

$n$ , numero de datos medidos

$\Delta P_c$  = Caída de presión calculada, bar

$\Delta P_m$  = Caída de presión medida, bar

Tabla 3. Características de las Correlaciones Empíricas y Modelos Mecánicos

Modelo	Tipo de Modelo	Año de Desarrollo	Aplicación a Flujo Horizontal	Aplicación a Flujo Vertical	Holdup de Liquido	Mapa de Flujo
Ansari	Modelo Mecánico	1994	No	Si	Si	Si
Beggs & Brill	Correlación Empírica	1979	Si	Si	Si	Si
Dukler	Correlación Empírica	1964	Si	No	Si	No
Hagerdon & Brown	Correlación Empírica	1965	No	Si	Si	No
Orkiszewski	Correlación Empírica	1967	No	Si	Si	Si
TUFFP	Modelo Mecánico	2003	Si	Si	Si	Si
Xiao	Modelo Mecánico	1990	Si	No	Si	Si

**Sección Vertical.** En la Figura 6, se muestran las predicciones del perfil de presión con los diferentes modelos y correlaciones para la sección vertical utilizando los datos de la Tabla 1. En la evaluación de esta sección (Figura 7), se observa que el modelo mecánico de TUFFP presenta el mejor desempeño en la predicción del gradiente de presión con un error porcentual absoluto promedio de 1,2%, seguido de la correlación empírica de Orkiszewski (1967) con un error porcentual absoluto promedio de 2,2%. El mejor tercer desempeño lo obtiene la correlación de Beggs & Brill (1979) con un error de 7,8%. La correlación de Hagerdon & Brown obtuvo la desviación más alta con relación a los datos de campo con un error del 30%.

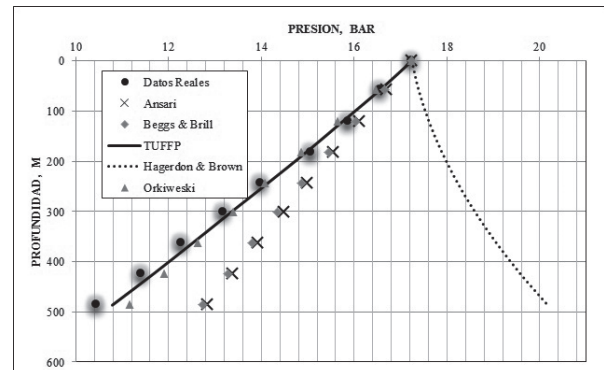
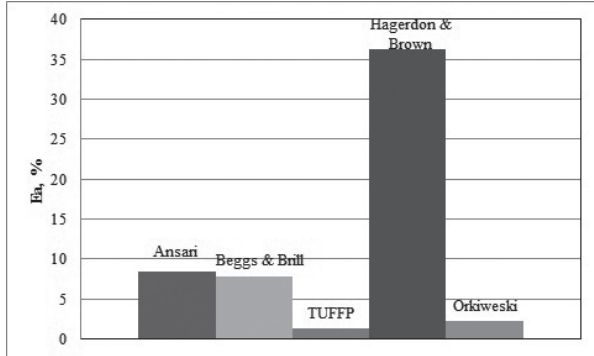
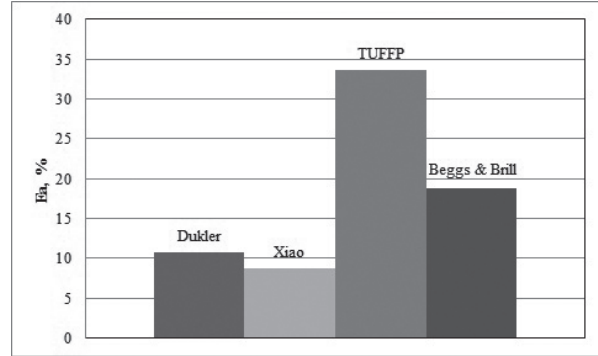


Figura 6. Predicción del perfil de presión considerando los datos de la tabla 1 para validar la sección vertical

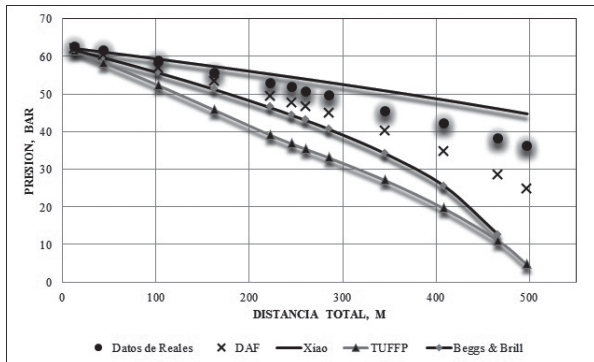


**Figura 7.** Comparación del error porcentual absoluto promedio para los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas en la sección vertical



**Figura 9.** Comparación del error porcentual absoluto promedio para los modelos mecánicos y las correlaciones empíricas en la sección horizontal.

**Sección Horizontal.** En la Figura 8, se muestran las predicciones del perfil de presión con los diferentes modelos y correlaciones para la sección horizontal utilizando los datos de la tabla 2. En la sección horizontal de un pozo de inyección de vapor, se encuentran calidades bajas. Para este caso, la fracción másica de gas es un parámetro similar al de la calidad de vapor. La fracción calculada para esta sección es de 34,32%. En la Figura 9, se observa que el mejor desempeño lo obtuvo el modelo mecánico de Xiao et al. (1990) con un error absoluto promedio de 8,7%, seguido de la correlación de Dukler (1964) con 10,7%. El modelo mecánico de TUFFP fue el que menos se ajustó a los datos de campo con un error del 33,6 %.



**Figura 8.** Predicción del perfil de presión considerando los datos de la tabla 2 para validar la sección horizontal.

## CONCLUSIONES.

- El modelo mecánico de TUFFP proporcionó el mejor desempeño para tubería vertical con un error absoluto promedios de 1,2%.
- El modelo mecánicos de Xiao et al. (1990) proporcionó el mejor desempeño para tubería horizontal con un error absoluto promedios de 8,7%.

## NOMENCLATURA.

$A_T$  = Área transversal de la tubería,  $m^2$

$d$  = Diámetro de la tubería,  $mm$ .

$E_a$  = Error porcentual absoluto promedio., %

$f_m$  = Factor de fricción de la mezcla, adimensional.

$g$  = Aceleración debida a la gravedad,  $m/sec^2$

$g_c$  = Factor de conversión,  $Kg-m/N/sec^2$

$h_c$  = Coeficiente de transferencia de calor por convección,  $W/m^2 \cdot K$ .

$h_r$  = Coeficiente de transferencia de calor por radiación,  $W/m^2 \cdot K$ .

$h_t$  = Coeficiente de convección del anular o fluido del tubing,  $W/m^2 \cdot K$ .

$H_L$  = Holdup de líquido, adimensional

$K_c$  = Conductividad térmica del casing,  $W/m \cdot K$ .

$K_{cem}$  = Conductividad térmica del cemento,  $W/m \cdot K$ .

$K_{ins}$  = Conductividad térmica del aislante,  $W/m \cdot K$ .

$K_t$  = Conductividad térmica del tubing,  $W/m \cdot K$ .

$(dP/dz)_T$  = Gradiente de presión total,  $bara/m$

$q_l, q_g$  = Caudal de líquido o gas a condiciones estándar,  $m^3/h$



$Q$  = Tasa de transferencia de calor por unidad de longitud del pozo,  $W/m$ .

$r_{ci}$  = Radio interno del casing,  $mm$

$r_{co}$  = Radio externo del casing,  $mm$

$r_{ins}$  = Radio del aislante,  $mm$

$r_{ti}$  = Radio interno del tubing,  $mm$

$r_{to}$  = Radio externo del tubing,  $mm$

$S$  = Deslizamiento entre las fases,  $m/sec$ .

$T_{ci}$  = Temperatura interna del casing,  $^{\circ}K$ .

$T_{co}$  = Temperatura externa del casing,  $^{\circ}K$ .

$T_e$  = Temperatura de la formación en la condición inicial o cualquier distancia radial,  $^{\circ}K$ .

$T_f$  = Temperatura del fluido,  $^{\circ}K$ .

$T_{ti}$  = Temperatura interna del tubing,  $^{\circ}K$ .

$T_{to}$  = Temperatura externa del tubing,  $^{\circ}K$ .

$T_{wb}$  = Temperatura de la interfase pozo /formación,  $^{\circ}K$ .

$U_{to}$  = Coeficiente global de transferencia de calor,  $W/m^2\text{-}^{\circ}K$ .

$v_g, v_L$  = Velocidad real del gas o líquido,  $m/sec$ .

$v_m$  = Velocidad de la mezcla,  $m/sec$

$v_{sg}, v_{sL}$  = Velocidad superficial del líquido o gas,  $m/sec$

$V_L, V_g$  = Volumen de líquido o gas,  $m^3$ .

$z$  = Distancia total,  $m$ .

$\rho_L, \rho_g$  = Densidad del líquido o gas,  $Kg/m^3$

$\rho_m$  = Densidad de la mezcla,  $Kg/m^3$ .

Wells. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. 1969. 28 September, Denver, Colorado. SPE 2553.

5. FONTANILLA J. P. y AZIZ K. Prediction of Bottom-hole Conditions For Wet Steam Injection Wells. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1982. Vol. 21 no.2
6. GALATE, J.W. y MITCHELL III, R.F. Downward Two-Phase Flow Effects in Heat-Loss and Pressure-Drop Modeling of Steam Injection Wells. SPE California Regional Meeting, 27-29 March 1985, Bakersfield, California. SPE 13622-MS.
7. XIAO, J.J.; SHONHAM, O. y BRILL, J.P. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 23-26 September 1990, New Orleans, Louisiana. 1990. SPE 20631.
8. ANSARI, A.M., et al. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. Journal SPE Production & Facilities. 1990. Vol. 9, no. 2, 143-151p. SPE-2063.
9. CRAVINO, A.; DUBAN, A.; GARCIA, F. y GARCIA, J. Evaluación De Modelos Homogéneos, De Correlación y Mecánicos En La Predicción Del Gradiente De Presión De Flujo De Gas y De Líquido En Tuberías Verticales. Revista de la Facultad de Ingeniería U.C.V. 2009. Vol 24, no. 3, p 75-82.
10. HASAN, A.R. y KABIR, C.S. Modelling Two-Phase Fluid And Heat Flows In Geothermal Wells. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2010. Vol. 71, no. 5, p. 77-86.
11. YAHAYA A. U. y GAHTANI A. A. A Comparative Study Between Empirical Correlations and Mechanistic Models of Vertical Multiphase Flow. SPE/DGS Annual Technical Symposium and Exhibition held in Al-Khobar, Saudi Arabia, 4-7 April. 2010. SPE-136931.
12. YUAN, H. y ZHOU, D. Evaluation of Two-phase Flow Correlations and Mechanistic Models for Pipelines at Horizontal and Inclined Upward Flow. Journal SPE Projects, Facilities & Construction. 2010. Vol. 5 no. 1. 5-12p.
13. WILLHITE, P. Over-all Heat Transfer Coefficients In Steam And Hot Water Injections Wells. Journal

## AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo agradecen a la empresa Schlumberger por permitir el uso del software PIPESIM con fines académicos.

## REFERENCIAS

1. JOSHI, S. D. Thermal Oil Recovery With Horizontal Wells. Journal of Petroleum Technology. 1991. Vol. 43 no. 11. 1302-1304 p.
2. GOMEZ, L.E.; SHOHAM, O.; SCHMIDT, Z.; CHOKSHI, R.E. y NORTHUG, T. Unified Mechanistic Model for Steady-State Two-Phase Flow: Horizontal to Vertical Upward Flow. SPE Journal. 2000. Vol. 5 no. 3. p. 339-350.
3. HASAN, A. R. y KABIR, C. S. Fluid Flow and Heat Transfer In Wellbores. Richardson, Tx. : Society Of Petroleum Engineers. 2002. 189p.
4. ESPANOL, J.H.; HOLMES, C.S. y BROWN, K.E. A Comparison of Existing Multiphase Flow Methods for the Calculation of Pressure Drop in Vertical

- of Petroleum Technology. 1967. Vol. 19, no. 5, p. 607-615.
14. BEST, D.A.; LESAGE, R.P. y ARTHUR, J.E. A Model Describing Steam Circulation in Horizontal Wellbores. Journal. SPE Production & Facilities. 1993. Vol. 8, no. 4, 263-268p. SPE-20203.
15. EATON, Ben A.; KNOWLES, Charles R. y SILBERBRG, I.H..The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Horizontal Pipelines. Journal of Petroleum Technology. 1967. Vol. 19, no. 6,815-828p.
16. WHEATON, L.D. Measurement of Steam Injection Tubing Heat Losses Using Pressure/Temperature Survey Data. SPE International Thermal Operations Symposium, 7-8 February, Bakersfield, California. 1991.
17. OSPINA, Johan. Evaluación Técnica De Las Pérdidas de Calor En Superficie en los Pozos Sometidos a Inyección Cíclica De Vapor En Campo Teca. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2004.
18. FRAM, J.H., et al. Addressing Horizontal Steam Injection Completions Challenges with Chevron's Horizontal Steam Test Facility. 2010.SPE Western Regional Meeting, 27-29 May 2010, Anaheim, California, USA. SPE 132410.
19. GOMEZ, Luis G. Recuperación Mejorada De Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua De Vapor. Universidad Industrial De Santander. 1989. Cap. 2-4
20. SATTER, Abdus. Heat Losses During Flow of Steam Down a Wellbore. Journal of Petroleum Technology. 1995. Vol. 17 no. 7.845-851p.
21. BRILL, J.P. State of the Art in Multiphase Flow. Journal. of Petroleum Technology. 1992. Vol. 44 no. 5,p. 538-541.

---

**Recepción:** 22 de Septiembre de 2011

**Aceptación:** 20 de Diciembre de 2011