



011741
7ey

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

JOSE ANTONIO GONZALEZ GUEVARA

**DESARROLLO DE UN MODELO DE FLUJO MULTIFASICO EN
POZOS HORIZONTALES CONSIDERANDO EL EFECTO DE LOS
DISPAROS**

T E S I S

PRESENTADO A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE
POSGRADO DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
DE LA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

COMO REQUISITO PARA OBTENER
EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERIA

(P E T R O L E R A)

CIUDAD UNIVERSITARIA

MEXICO D.F.

1995

FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

CONTENIDO

Resumen

Lista de Figuras

I : Introducción

II : Revisión de Literatura

II.1 Modelo Yacimiento - Disparos y Disparos - Pozo.

II.2 Factor de Fricción.

II.3 Modelo Mecanístico

II.3.1 Predicción de Patrones de Flujo para Flujo Horizontal y cercano al Horizontal.

II.3.2 Modelos para Predecir los Patrones de Flujo.

II.3.3 Modelo para Flujo Estratificado.

II.3.4 Modelo para Flujo Intermitente.

II.3.5 Modelo para Flujo Anular.

II.3.6 Modelo de Flujo de Burbujas Dispersas

II.4 Flujo Multifásico en el acoplamiento yacimiento - disparos, disparos - pozo.

III : Desarrollo del Tema

III.1 Ampliaciones y Modificaciones al Modelo.

III.2 Resumen del Modelo Propuesto en el Presente Trabajo

IV : Validación y Discusión de Resultados

V : Conclusiones

Nomenclatura

VI : Referencias

RESUMEN

Dentro de la literatura está reportado el modelo de Landman y Goldthorpe, (1991), que a partir de las propiedades del fluido y del yacimiento, y un vector de presiones supuesto, calcula el perfil de gastos y presiones a lo largo de un pozo horizontal. El modelo acopla: yacimiento - disparos y disparos - pozo, la limitante principal es que sólo contempla flujo laminar monofásico (aceite).

El presente trabajo propone la extensión a flujo multifásico del modelo antes mencionado. La matriz de aceite usada originalmente por ellos, es modificada y se genera una matriz adicional de gas, para posteriormente acoplarlas a un modelo mecanístico que evalúa dentro de su cálculo, los factores de fricción considerando disparos y flujo a través de ellos.

Hasta el momento no existe en la literatura reporte alguno relacionado con este tema, con excepción del modelo mencionado, que es el punto de partida de este estudio.

Se validaron separadamente cada una de las partes que constituyen el modelo. La validación consistió en: a) Para el modelo de Landman y Goldthorpe, extendido a flujo multifásico, en la reproducción de gráficas y valores reportados en su artículo, b) Los resultados del modelo mecanístico se compararon con los obtenidos mediante otro modelo mecanístico que utiliza un método de solución diferente, dando resultados similares, c) El factor de fricción modificado se corroboró con valores reportados en el artículo fuente.

Las aportaciones del presente trabajo fueron:

- 1.- Implementación de flujo multifásico del yacimiento a los disparos, con la opción de considerar flujo no laminar.
- 2.- Inclusión de la modificación del factor de fricción considerando perforaciones.
- 3.- Uso del modelo mecanístico para el cálculo de gradientes de presión y colgamiento en el pozo horizontal.

LISTA DE FIGURAS

- Fig. 2.1 Diagrama simplificado del flujo de fluidos del yacimiento a un pozo horizontal a través de los disparos.
- Fig. 2.2 Patrones de flujo en tuberías horizontales y de ligera inclinación.
- Fig. 2.3 Modelo Físico de Flujo Estratificado.
- Fig. 2.4 Modelo Físico de Flujo Intermitente.
- Fig. 2.5 Modelo Físico de Flujo Anular.
- Fig. 2.6 Patrones de Flujo.
- Fig. 4.1 Distribución de Presión a lo largo del Pozo con presión en el talón de 5000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.2 Distribución de gasto de aceite a lo largo del Pozo con presión en el Talón de 5000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.3 Distribución de gasto de gas a lo largo del Pozo con presión en el Talón de 5000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.4 Distribución de Presión a lo largo del Pozo con presión en el talón de 100,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.5 Distribución de gasto de aceite a lo largo del Pozo con presión en el Talón de 100,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.6 Distribución de gasto de gas a lo largo del Pozo con presión en el Talón de 100,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.7 Comportamiento de la Presión respecto a la relación gas - aceite con presión en el Talón de 300, 000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.8 Comportamiento del gasto de aceite con respecto a la relación gas - aceite, con presión en el Talón de 300, 000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.9 Comportamiento del gasto de gas con respecto a la relación gas - aceite, con presión en el Talón de 300, 000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.

- Fig. 4.10 Comportamiento de la presión respecto al diámetro, con la presión en el Talón de 1, 000 000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.11 Comportamiento del gasto de aceite respecto al diámetro, con la presión en el Talón de 1, 000 000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.12 Comportamiento del gasto de gas respecto al diámetro, con la presión en el Talón de 1, 000 000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.13 Comportamiento de la presión respecto a la presión en el Talón y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.14 Gasto de aceite respecto a la presión en el Talón y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.15 Gasto de gas respecto a la presión en el Talón y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.16 Evaluación de efectos inerciales respecto a la presión, con presión en el talón de 300,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.17 Evaluación de efectos inerciales respecto a gasto de aceite, con presión en el Talón de 300,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.18 Evaluación de efectos inerciales respecto al gasto de gas, con presión en el Talón de 300,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.19 Evaluación de efectos inerciales respecto a la presión, con presión en el Talón de 1,000,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.20 Evaluación de efectos inerciales respecto al gasto de aceite, con presión en el Talón de 1,000,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.21 Evaluación de efectos inerciales respecto al gasto de gas, con presión en el 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.22 Evaluación de efectos inerciales y disparos con respecto a la presión, con presión en el Talón de 1,000,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.23 Evaluación de efectos inerciales y disparos con respecto al gasto de aceite, con presión en el Talón de 1,000,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.

- Fig. 4.10 Comportamiento de la presión respecto al diámetro, con la presión en el Talón de 1, 000 000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.11 Comportamiento del gasto de aceite respecto al diámetro, con la presión en el Talón de 1, 000 000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.12 Comportamiento del gasto de gas respecto al diámetro, con la presión en el Talón de 1, 000 000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.13 Comportamiento de la presión respecto a la presión en el Talón y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.14 Gasto de aceite respecto a la presión en el Talón y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.15 Gasto de gas respecto a la presión en el Talón y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.16 Evaluación de efectos inerciales respecto a la presión, con presión en el talón de 300,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.17 Evaluación de efectos inerciales respecto a gasto de aceite, con presión en el Talón de 300,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.18 Evaluación de efectos inerciales respecto al gasto de gas, con presión en el Talón de 300,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.19 Evaluación de efectos inerciales respecto a la presión, con presión en el Talón de 1,000,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.20 Evaluación de efectos inerciales respecto al gasto de aceite, con presión en el Talón de 1,000,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.21 Evaluación de efectos inerciales respecto al gasto de gas, con presión en el 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.22 Evaluación de efectos inerciales y disparos con respecto a la presión, con presión en el Talón de 1,000,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.
- Fig. 4.23 Evaluación de efectos inerciales y disparos con respecto al gasto de aceite, con presión en el Talón de 1,000,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.

Fig. 4.24 Evaluación de efectos inerciales y disparos con respecto al gasto de gas, con presión en el Talón de 1,000,000 pascales y 10 disparos cada 10 metros.

Fig. 4.25 Distribución de Presión a lo largo del Pozo con presión en el talón de 5000 pascales y un disparo cada metro.

Fig. 4.26 Distribución de gasto de aceite a lo largo del Pozo con presión en el Talón del Pozo con presión en el Talón de 5000 pascales y un disparo cada metro.

Fig. 4.28 Distribución de Presión a lo largo del Pozo con presión en el talón de 100,000 pascales y un disparo cada metro.

Fig. 4.29 Distribución de gasto de aceite a lo largo del Pozo con presión en el Talón de 100,000 pascales y un disparo cada metro.

Fig. 4.30 Distribución de gasto de gas a lo largo del Pozo con presión en el Talón de 100,000 pascales y un disparo cada metro.

CAPITULO I: INTRODUCCION

Con el avance incesante de la ciencia, surgen con el tiempo nuevas tecnologías, que permiten la explotación en mayor y mejor forma de yacimientos petroleros, tal es el caso de los pozos horizontales que penetran el yacimiento, permitiendo la obtención de mayor producción de fluidos, pero a su vez generan una nueva necesidad, la descripción de perfiles de presión y gastos a lo largo del pozo horizontal implementando métodos rigurosos de solución que consideren la presencia de los disparos. A la fecha únicamente Landman y Goldthorpe, (1991), propone el cálculo de perfiles de presión y gastos a lo largo del pozo horizontal, considerando la presencia de disparos y flujo multifásico. Sin embargo, estos autores, sugieren el uso de la correlación empírica de Beggs y Brill, (1988), para el cálculo de caídas de presión.

Durante la década de los 80's se reconocieron muchos problemas con las correlaciones empíricas, como son:

a.- Los mapas de patrones de flujo limitan en cierta forma la aplicación generalizada de las correlaciones, ya que la transición entre los diversos patrones de flujo depende únicamente de los gastos de líquido y gas (velocidades superficiales). Se sabe que estas transiciones dependen de otros parámetros como es el ángulo de inclinación de la tubería.

b.- Las correlaciones empíricas para el cálculo del colgamiento de líquido para cada patrón de flujo no son muy precisas.

c.- Se detectó que no importando cuantos datos fueran recolectados del laboratorio y/o campo, la exactitud de las predicciones no podían mejorar sin la introducción de más mecanismos físicos básicos. La aplicación de correlaciones empíricas a un amplio rango de datos resultó en errores de predicción en caídas de presión de más o menos 20%, y en algunos casos mayores.

Debido a los problemas mencionados, se reconoció que para tener un mejor entendimiento del flujo multifásico en tuberías se requiere de un tratamiento teórico/experimental. Los modelos mecanísticos incorporan todas las variables importantes basados en la física del problema.

En forma simultánea en la década de los 80's, se mejoró la investigación experimental así como los métodos teóricos. El modelado de flujo en tuberías tiene dos posibilidades: modelado de flujo transitorio y de flujo estacionario, siendo el primero más complejo que el segundo.

El primer paso en el desarrollo de modelos mecánicos para flujo estacionario requirió la predicción de patrones de flujo. Después, modelos mejorados se desarrollaron para predecir, para cada patrón de flujo, el colgamiento, esfuerzos cortantes interfaciales y, consecuentemente, las caídas de presión.

En la literatura existen intentos para evaluar modelos mecánicos con datos de campo confirmando que esta técnica de modelado proporciona resultados más exactos que las correlaciones empíricas.

El objetivo que se persigue en el presente trabajo es la obtención de un modelo que permita la determinación de los perfiles de presión y gasto a lo largo de un pozo horizontal; tomando en cuenta la presencia de perforaciones y flujo multifásico, por medio del uso de un modelo mecánico que describa de una manera más precisa el comportamiento del flujo de fluidos. Para lograr este objetivo se hará uso de datos del yacimiento, como son: relación gas-aceite (RGA), porosidad, permeabilidad, etc., y un vector de presiones supuestas. De esta manera se obtendrán dos arreglos, uno de presiones y otro de gastos a lo largo del pozo horizontal.

Los elementos involucrados serán: el modelo de Landman y Goldthorpe, el modelo de flujo multifásico en el yacimiento de Perez, (1988), y el modelo mecánico de flujo multifásico en tuberías horizontales y cercanas a horizontales de Xiao, (1991), las modificaciones del factor de fricción considerando la presencia de disparos de Asheim et. al. (1992) y Su y Gudmundsson, (1993).

Hasta ahora, no se ha reportado en la literatura un modelo que determine el perfil de presiones y gastos en pozos horizontales, tomando en cuenta los disparos, y el flujo multifásico, así como tampoco la inclusión de modelos que describan de manera más precisa el comportamiento de caídas de presión (modelos mecánicos).

La implementación del modelo mecánico, permite calcular de una manera más precisa las caídas de presión por fricción y densidad. Ya que dentro de éste, se contempla características tales como: diferentes patrones de flujo, resbalamiento de fases, la movilidad de la interfase gas-líquido y posible transferencia de masa - calor. Usualmente para el cálculo de este tipo de gradientes, se utilizan correlaciones empíricas que no tienen sustento teórico, ya que sólo establecen la relación entre datos observados y variable respuesta. A medida que se ha desarrollado la informática, el uso de computadoras más poderosas, nos permite implementar algoritmos más complejos, obteniendo métodos más precisos aunque más elaborados de cálculo; tal es el caso del modelo mecánico. Las correlaciones aún con el uso de computadoras, no han podido salvar el trecho que significa la extrapolación y la evaluación adecuada del colgamiento en los diferentes patrones de flujo.

CAPITULO II: REVISION DE LITERATURA

II.1 MODELO YACIMIENTO - DISPAROS Y DISPAROS - POZO

Debido al avance en la investigación del área de flujo multifásico, y tomando en cuenta la existencia de modelos mecánicos que describen de manera más real el comportamiento de los fluidos dentro del pozo, es posible considerar todas las restricciones presentes tanto en el pozo como en el yacimiento de una manera más realista.

Hasta el momento no se ha reportado en la literatura el comportamiento de flujo multifásico en un pozo horizontal con presencia de disparos. Además, en el cálculo del factor de fricción sólo se ha tomado en cuenta la rugosidad de la tubería sin analizar la influencia de los disparos y el flujo a través de ellos.

Tal como lo menciona el objetivo, se pretende establecer un modelo mecánico de flujo multifásico en pozos horizontales considerando disparos; la figura 2.1, esquematiza el sistema en cuestión.

Para lograr el objetivo, se considera un modelo que describe las caídas de presión del yacimiento a los disparos y otro que contempla las caídas de presión de los disparos hacia el pozo. Posteriormente, se acoplan ambos modelos para determinar el perfil de presiones y gastos a lo largo del pozo.

Dentro de la literatura se encuentra un modelo que describe el comportamiento de las caídas de presión y gastos del yacimiento hacia los disparos y de los disparos hacia el pozo (Landman y Goldthorpe, 1991 y Marett y Landman, 1993). Las suposiciones que toman en cuenta estos autores son: estado estacionario, tanto en el yacimiento como en el pozo, régimen laminar del yacimiento a los disparos, régimen turbulento de los disparos al pozo, flujo monofásico en ambos casos; las caídas de presión dentro de los disparos las suponen despreciables. "Marett y Landman, consideran flujo multifásico en el pozo horizontal, usando la correlación de Brill y Beggs, (1988)" para calcular las caídas de presión a lo largo del pozo.

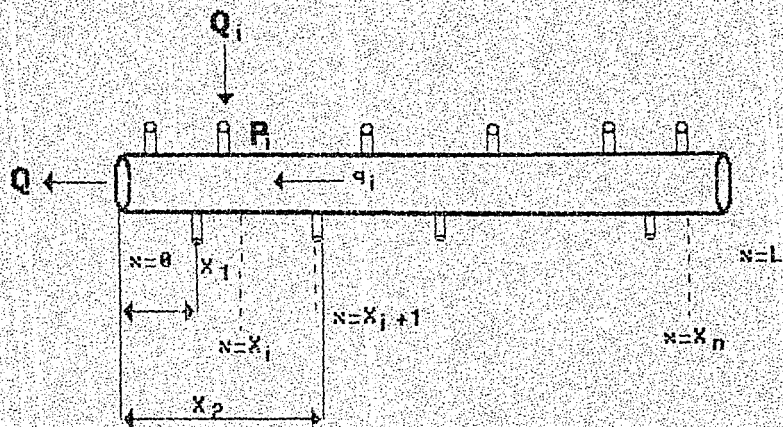


Fig. 2.1 Diagrama simplificado del flujo de fluidos del yacimiento a un pozo horizontal a través de los disparos.⁽¹¹⁾

El modelo presentado por estos autores para el cálculo de presiones del yacimiento - perforaciones es:

$$P_i = \mu / 4\pi k [- 2Q_i / a \log(\delta/a) + \sum_{j \neq i}^n Q_j / |X_i - X_j|] \quad (2.1)$$

donde :

- μ = viscosidad dinámica (Pas)
- k = permeabilidad (m^2)
- a = longitud de la perforación (m)
- δ = radio de la perforación (m)
- X = posición de la perforación (m)
- Q_j = gasto de la perforación (m^3/seg)
- P_i = presión en la perforación (pascuales)
- i = i-ésima perforación.

El término $\mu Q_i / (2\pi k a) \log(\delta/a)$, para propósitos del presente trabajo, será modificado para considerar flujo multifásico no laminar, para ello se hará uso del enfoque presentado por Perez, 1988.

El modelo presentado por Landman y Goldthorpe, para disparos - pozo, considera al pozo como si fuera un tubo múltiple, con N-T juntas distribuidas a lo largo de él. La ecuación que utilizan es:

$$P_{i+1} = P_i + \rho f_i q_i^2 / (2DA^2) |X_{i+1} - X_i| \quad (2.2)$$

donde :

- ρ = densidad (kg/m^3)
- D = diámetro del pozo (m)
- A = área de sección transversal (m^2)
- f = factor de fricción
- $q_i = \sum Q_j$

El factor de fricción lo evalúan a través de :

$$f_i = 0.25 [\text{Log} (\epsilon / 3.7D + 5.74 / \text{Re}_i^{0.9})]^{-2} \quad (2.3)$$

donde :

- ϵ = rugosidad (m)
- Re = número de Reynolds por i-ésima perforación.

con el número de Reynolds dado por:

$$\text{Re}_i = \rho D q_i A / (2\mu) \quad (2.4)$$

Para resolver el sistema de ecuaciones anteriormente propuesto, (2.1) y (2.2), los autores proponen el siguiente esquema de acoplamiento.

La ecuación 2.1 puede escribirse en forma matricial como:

$$Q = A_m^{-1}P \tag{2.5}$$

donde la matriz A_m en forma desarrollada, puede escribirse como:

$$A_m = \mu / 4\pi k \begin{vmatrix} -2/a \ln(\delta/a) & 1/|X_1 - X_2| & 1/|X_1 - X_3| & \dots & 1/|X_1 - X_n| \\ 1/|X_2 - X_1| & -2/a \ln(\delta/a) & 1/|X_2 - X_3| & \dots & 1/|X_2 - X_n| \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1/|X_n - X_1| & \dots & \dots & \dots & -2/a \ln(\delta/a) \end{vmatrix}$$

La ecuación (2.2) tiene la forma funcional de :

$$P = F [Q] \tag{2.6}$$

En forma desarrollada, el miembro de la derecha se puede escribir como:

$$P_j = P_d + \rho / (2DA^2) \{ |X_2 - X_1| F_1(Q_2, \dots, Q_n) + |X_3 - X_2| F_2(Q_3, \dots, Q_n) + \dots + |X_j - X_{j-1}| F_{j-1}(Q_j, \dots, Q_n) \} \tag{2.7}$$

y

$$F_j(Q_{j+1}, \dots, Q_n) = \left(\sum_{k=i+1}^n Q_k \right)^2 0.25 [\ln(\epsilon/3.70 + 5.74 / (P \cdot D / 2\mu A))^{0.9} \left(\sum_{k=i+1}^n Q_k \right)^{0.9}]^{-2} \tag{2.8}$$

donde:

P_d = Presión en el talón del pozo.

Para resolver el acoplamiento de los modelos: yacimiento - disparos y disparos - pozo, los autores⁰² sugieren un esquema iterativo de la siguiente forma

$$Q^{n+1} = A_m^{-1} P^n \quad (2.9)$$

$$P^{n+1} = F [Q^{n+1}] \quad (2.10)$$

Las iteraciones terminan cuando la diferencia entre el vector de presiones y gastos a la iteración n (P^n , Q^n) y el vector de presiones y gastos a la iteración $n+1$ (P^{n+1} , Q^{n+1}) es menor que una tolerancia (10^{-4}). Como se observa, el modelo calcula un vector de gastos y de caídas de presiones a lo largo del pozo. Es importante señalar que al inicio del cálculo, el vector de presiones supuestas es igual a P_d , la presión en el talón del pozo, y la presión en el punto $P(1)$ siempre se mantiene constante e igual a P_d .

II.2 FACTOR DE FRICCIÓN.

La determinación que hacen Landman y Goldthorpe del factor de fricción es de manera tradicional, es decir, no toman en cuenta la existencia de perforaciones a lo largo del pozo, así como tampoco el flujo cruzado entre la corriente de entrada a través de las perforaciones y el flujo en el pozo horizontal. Para tomar en cuenta estos efectos, se consideraron los trabajos desarrollados por: Su, y Gudmundsson, (1993.) y Asheim, et. al., (1992).

En estas dos referencias el factor de fricción sufre modificaciones, las cuales consideran los efectos mencionados, que incrementan su valor. Estos trabajos están íntimamente relacionados, ya que los cálculos obtenidos en el primer artículo se utilizan en el segundo.

En el trabajo de Su, y Gudmundsson, se emplea una tubería geoméricamente similar a la TR usada en pozos horizontales. Para evaluar y diseñar su modelo, presentan un tubo que se perfora n veces en su pared y luego se tapan (las perforaciones); con esto sólo se considera la presencia de horadaciones pero no se considera el flujo a través de ellas.

Para el cálculo del factor de fricción, sugieren una secuencia de calculo sencilla, que a continuación se presenta:

Por definición, para tubería velocidad promedio, U , es:

$$U = q / (\pi / 4 D_{TR}^2) \quad (2.11)$$

donde :

U = velocidad de flujo
 q = gasto total de producción
 D_{TR} = diámetro interno de la TR

Se evalúa del número de Reynolds mediante:

$$Re = \rho_o U D / \mu_o \quad (2.12)$$

donde :

ρ_o = densidad del aceite
 μ_o = viscosidad del aceite

Se calcula el factor de fricción antes de las perforaciones con la ecuación de Haaland⁽⁹⁾:

$$f_{ms} = \{ -1.8 \log [6.9/Re + (\epsilon/3.70)^{1.11}] \}^{-2} \quad (2.13)$$

Se calcula el valor de A_x de la ley universal de distribución de velocidad⁽⁹⁾:

$$A_x = (8/f_{ms})^{1/2} - 2.5 \ln [Re / 2 (f_{ms}/8)^{1/2}] + 3.75 \quad (2.14)$$

Se calcula la función rugosa, $\Delta u / u^*$, por medio de la correlación empírica⁽⁹⁾:

$$\Delta u / u^* = 7.0 (d / D) \quad (2.15)$$

donde :

d = diámetro de las perforaciones

El factor de fricción corregido por perforaciones se calcula de manera iterativa con :

$$(8 / f_{ms})^{1/2} = 2.5 \ln [Re / 2 (f_{ms} / 8)^{1/2}] + A_x - \Delta u / u^* - 3.75 \quad (2.16)$$

Una vez obtenido el factor de fricción corregido, se hará uso de la técnica de Asheim et al., para corregirlo nuevamente por la presencia de flujo radial. Estos autores hacen énfasis en la consideración del flujo cruzado, así como en la energía necesaria para acelerar el fluido que se incorpora a la corriente principal a través de las perforaciones.

Al igual que Su y Gudmundsson Asheim et. al., consideraron tubería con perforaciones pero en lugar de taparlas, permiten el flujo a través de ellas, tratando de simular el efecto del flujo del yacimiento hacia el pozo; esta entrada de fluido genera alteraciones en el perfil de velocidades que a su vez afecta el gradiente de presión a lo largo del pozo. El modelo propuesto para el cálculo del factor de fricción es :

$$f = f^0 + f_p \quad (2.17)$$

donde :

f^0 es el factor de fricción en el tubo con horadaciones pero sin flujo a través de ellas.

f_p es el factor de fricción equivalente se calcula como sigue.

Para el cálculo de f^0 , se usa el método propuesto por Su y Gudmundsson, previamente discutido.

Para obtener f_p , Asheim et. al., propone la siguiente ecuación :

$$f_p = 4D q_i / q_{TP} + 2 D/n (q_i / q_{TP})^2 \quad (2.18)$$

donde :

D = diámetro interno de la tubería

q_i = gasto de entrada por unidad de longitud ($m^3/s/m$)

q_{TP} = gasto en la tubería/pozo (m^3/s)

n = densidad de perforaciones (m^{-1})

Para el cálculo de q_i utilizan :

$$q_i = n v_p \pi d^2 / 4 \quad (2.19)$$

donde :

d = diámetro de la perforación (m)

v_p = velocidad de flujo a través de la perforación (m/s)

Para el cálculo de q_{TP} se sugiere la ecuación :

$$q_{TP} = v \pi D^2 / 4 \quad (2.20)$$

donde :

v = velocidad de flujo en la tubería (m/s)

En el artículo de Su y Gudmundsson se presenta, a manera de ejemplo de cálculo, un ejercicio donde se evalúa el factor de fricción de dos formas distintas: la primera no toma en cuenta los disparos y utiliza un método convencional y la segunda corrige el factor de fricción con la secuencia propuesta por ellos. La diferencia entre ambos factores de fricción oscila alrededor del 5%.

En el artículo de Asheim et. al. se presentó el siguiente comentario: "Para pozos típicos el factor de fricción corregido puede mejorar la exactitud de la predicción del comportamiento del flujo entre un 10 % y un 30 %."

Existe en el modelo de Landman y Goldthorpe una parte que corresponde al cálculo de $\Delta P_{\text{fricción}}$ donde se sugiere, para el caso de flujo multifásico en la tubería, el uso de la correlación de Beggs y Brill (1988). De esta manera se incluyen $\Delta P_{\text{fricción}}$, $\Delta P_{\text{aceleración}}$ y $\Delta P_{\text{gravedad}}$. En el modelo propuesto en esta tesis, se hará uso de un modelo mecanístico para pozos horizontales. Este modelo utiliza patrones de flujo y establece un procedimiento para el cálculo de caídas de presión y colgamiento para cada uno de estos patrones.

II.3 MODELO MECANISTICO

II.3.1 PREDICCIÓN DE PATRONES DE FLUJO PARA FLUJO HORIZONTAL Y CERCANO AL HORIZONTAL

La diferencia entre flujo de una fase y flujo en dos fases es la existencia de patrones de flujo. El término patrón de flujo se refiere a la configuración geométrica de la fase líquida y gaseosa en la tubería, cuando estas fluyen simultáneamente

Las configuraciones de flujo difieren una de otra en la distribución espacial de la interfase, generando con esto diferentes características hidrodinámicas, tales como perfiles de velocidades y colgamiento de líquido.

Los patrones de flujo dependen de las siguientes variables :

- 1). Variables operacionales : q_l, q_g (cambian durante la operación)
- 2). Variables geométricas : D , ángulo de inclinación
- 3). Propiedades físicas : $\rho_l, \rho_g, \mu_l, \mu_g$

La determinación del patrón de flujo es fundamental para el análisis del flujo. En dos fases, todas las variables de diseño están fuertemente relacionadas con el tipo de patrón de flujo, siendo éstas :

- 1.- Caídas de presión
- 2.- Colgamiento
- 3.- Gradientes de presión
- 4.- Coeficientes de transferencia de calor y masa
- 5.- Tiempos de residencia y ritmo de reacción química

La figura 2.2 muestra los patrones de flujo que ocurren en tuberías horizontales y cercanas a horizontales. Estos se clasifican en:

- 1.- Flujo Estratificado (estratificado suave, estratificado con ondas).
- 2.- Flujo Intermitente (flujo bache y flujo de burbuja elongada)
- 3.- Flujo Anular (anular neblina y anular ondulado)
- 4.- Flujo de Burbuja Disperso

A continuación se da una definición y las principales características de cada uno de los patrones:

A) *FLUJO ESTRATIFICADO*:

Este patrón de flujo ocurre a gastos relativamente bajos de líquido y gas. Las dos fases se separan por gravedad, en donde la fase líquida se deposita en el fondo, mientras que la gaseosa queda en la parte superior de la tubería. Este patrón de flujo se subdivide en: estratificado suave, donde la interfase gas - líquido es suave, y estratificado con ondas, el cual ocurre a gastos de gas un poco más grandes, en donde la interfase está formada por ondas estables (fig 2.3).

B) *FLUJO INTERMITENTE*:

Este tipo de flujo se caracteriza por la alternancia de flujo de gas y de líquido.

Los taponos o baches de líquido se encuentran cubriendo toda el área de la sección transversal de la tubería, separados por bolsas de gas, que en la parte inferior tienen una capa de líquido fluyendo a lo largo de toda la tubería. El mecanismo consiste en que un bache de líquido moviéndose rápidamente, suelta una película de fluido que tendrá una velocidad menor, formándose una capa de éste en la parte inferior. El cuerpo del bache se puede aerar con pequeñas burbujas de gas, que se depositan en la parte frontal y superior del bache.

Este tipo de patrón se subdivide en Burbuja Elongada y Bache. Los comportamientos de ambos flujos es similar con respecto al mecanismo de flujo y usualmente no se hace distinción entre ellos. El patrón de burbuja elongada se considera como caso extremo del patrón bache, donde el bache de líquido está libre de burbujas. Esto ocurre a gastos bajos de gas, en donde el flujo es menos turbulento. A gastos altos de gas, en donde el frente del bache tiene forma de remolino, se le llama flujo en bache (fig. 2.4).

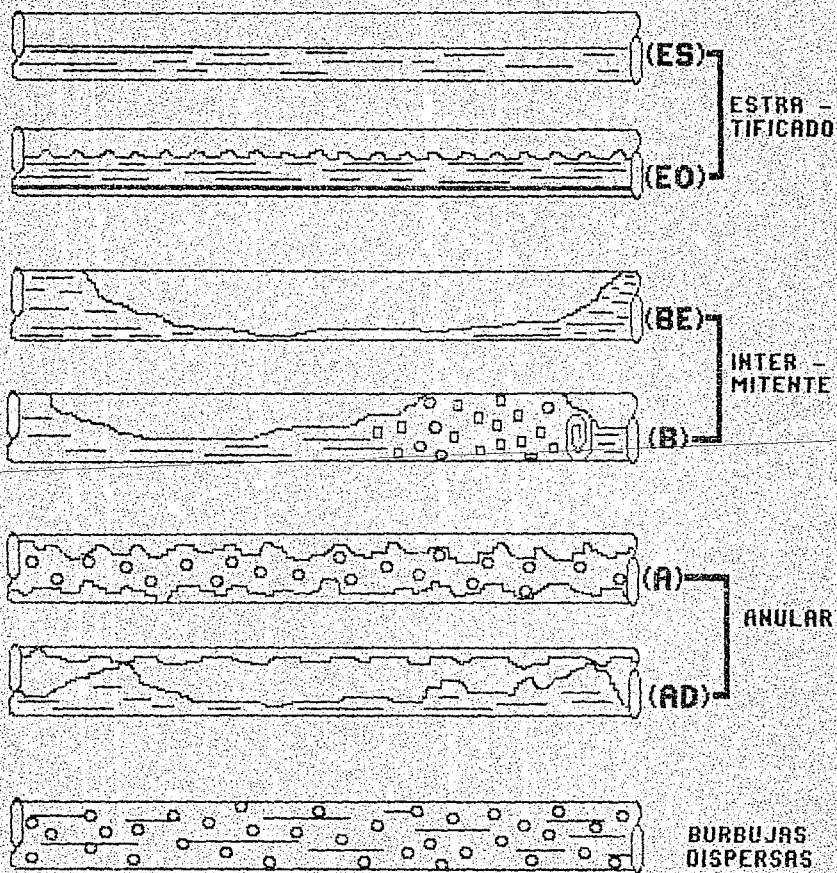


Fig. 2.2 Patrones de Flujo en tuberías horizontales y de poca inclinación.⁽³¹⁾

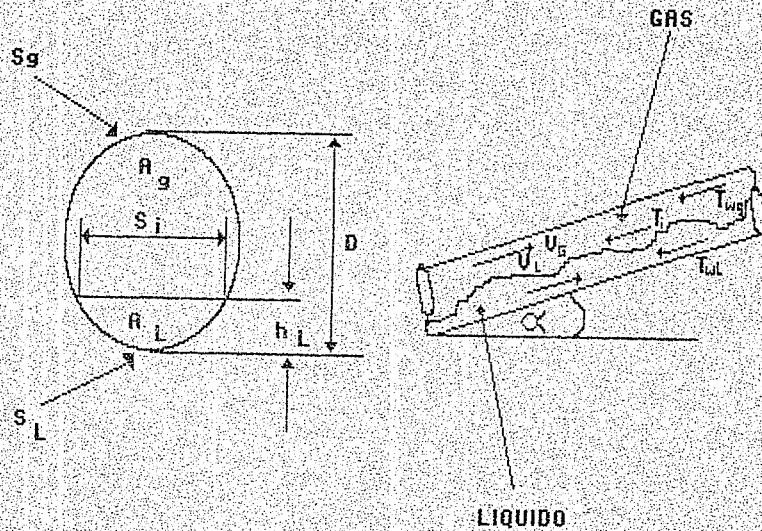


Fig. 2.3 Modelo Físico de Flujo Estratificado.⁽¹¹⁾

C) FLUJO ANULAR

El flujo anular ocurre a gastos muy altos de gas. El gas fluye como un núcleo a alta velocidad, en el cual algunas veces se tienen gotas de líquido. El líquido también fluye como una capa delgada alrededor de la pared de la tubería; la película de líquido de la parte inferior generalmente es más gruesa que la de la parte superior, dependiendo de la magnitud del gasto de líquido y gas. A gastos bajos, mucho del líquido fluye en la parte inferior, generando con ello ondas inestables en la periferia de la tubería y humedeciendo la parte superior de la pared. Este tipo de flujo ocurre en la frontera del patrón de flujo estratificado con ondas y flujo bache, por lo que algunas veces es llamado "Proto Bache". Basándose en la definición y mecanismo de flujo bache y anular, este régimen es denominado anular con ondas y se clasifica como una subclase de flujo anular (fig. 2.5)

D) FLUJO DE BURBUJAS DISPERSAS

A gastos muy altos de líquido, la fase dispersa es el gas, que se presenta como burbujas en el seno del líquido (fase continua). La transición a este patrón de flujo sucede cuando las fluctuaciones turbulentas son lo suficientemente fuertes para vencer las fuerzas de flotación que tienden a mantener el gas en la parte superior de la tubería.

A gastos altos de líquido se ha observado que las burbujas de gas se encuentran espaciadas uniformemente en toda el área de la sección transversal de la tubería. Bajo este patrón, debido a los altos gastos de líquido, las dos fases se mueven a la misma velocidad y el flujo se puede considerar homogéneo (fig. 2.6).

II.3.2 MODELOS PARA PREDECIR LOS PATRONES DE FLUJO.

La predicción de los patrones de flujo se puede hacer de las siguientes formas:

- 1.- A través de principios básicos. Su determinación es bastante difícil.
- 2.- Por medio de resultados experimentales y análisis adimensional. Este método requiere mucho tiempo., además los resultados sólo son válidos para casos similares, por lo que su empleo está limitado
- 3.- Modelado. En este método, primero se define el mecanismo físico que controla la transición de los patrones de flujo, y a continuación se expresa el mecanismo en forma matemática para generar un modelo. Para esto, es necesario analizar cada transición en forma separada.

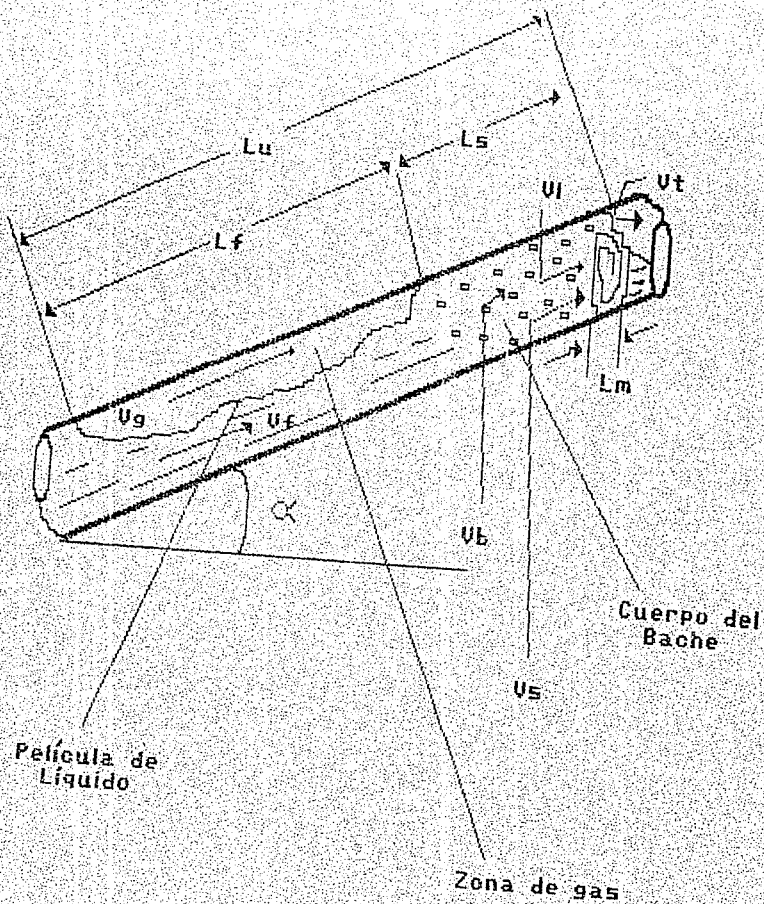


Fig. 2.4 Modelo Físico de Flujo Intermitente ⁽¹¹⁾

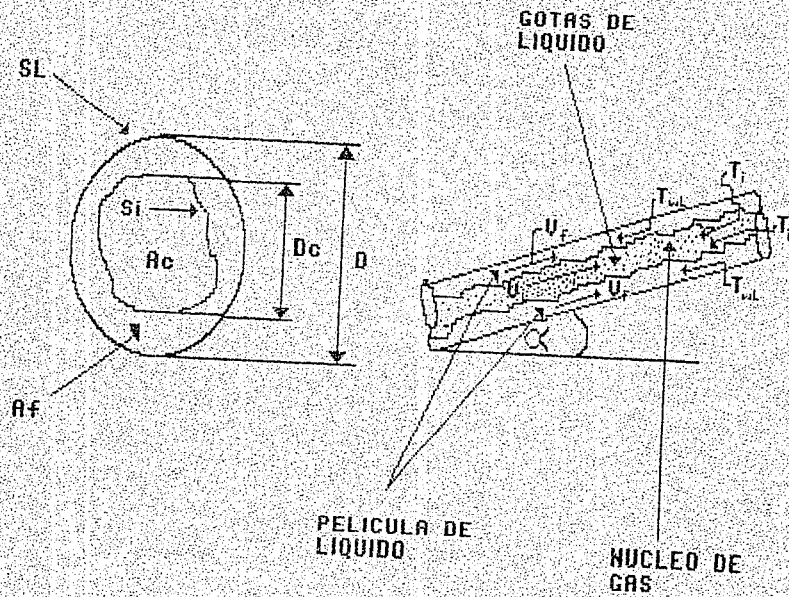


Fig. 2.5 Modelo Físico de Flujo Anular ⁽¹¹⁾

Basandose en mecanismos físicos, Taitel y Dukler, (1976), mostraron que los grupos relevantes que gobiernan las transiciones en los patrones de flujo horizontal son los parámetros de Lockhart y Martinelli "X", y "Y" y uno de los grupos adimensionales : F_{TD} , T_{TD} , y K_{TD} , dependiendo de la transición. Estos grupos se definen como sigue :

$$X = [|(dp/dx)_{LS}| / |(dp/dx)_{GS}|]^{1/2} \quad (2.21)$$

$$Y = [(\rho_L - \rho_G) g \text{ sen } \alpha] / (dp/dx)_{GS} \quad (2.21.1)$$

$$F_{TD} = \rho_G / (\rho_L - \rho_G)^{1/2} V_{GS} / (Dg \text{ cos } \alpha)^{1/2} \quad (2.22)$$

$$T_{TD} = [|(dp/dx)_{LS}| / (\rho_L - \rho_G) g \text{ cos } \alpha]^{1/2} \quad (2.23)$$

$$K_{TD} = V_{GS} \cdot (\rho_G V_{LS}^2 / ((\rho_L - \rho_G) g v_L \text{ cos } \alpha))^{1/2} \quad (2.24)$$

La figura 2.6 muestra el uso de estos grupos e indica las transiciones relevantes en cada uno. Este mapa se considera el mejor modelo para la predicción de patrones de flujo horizontal según Taitel y Dukler

Estos autores analizan las transiciones entre los diferentes regímenes de flujo partiendo de la condición de flujo estratificado. Este tipo de análisis puede justificarse, ya que la existencia de un patrón de flujo específico, para gastos de gas y líquido dados, es independiente de la trayectoria usada para llegar a ese estado. Así, ellos consideran un flujo estratificado en equilibrio como se muestra en la figura 2.7.

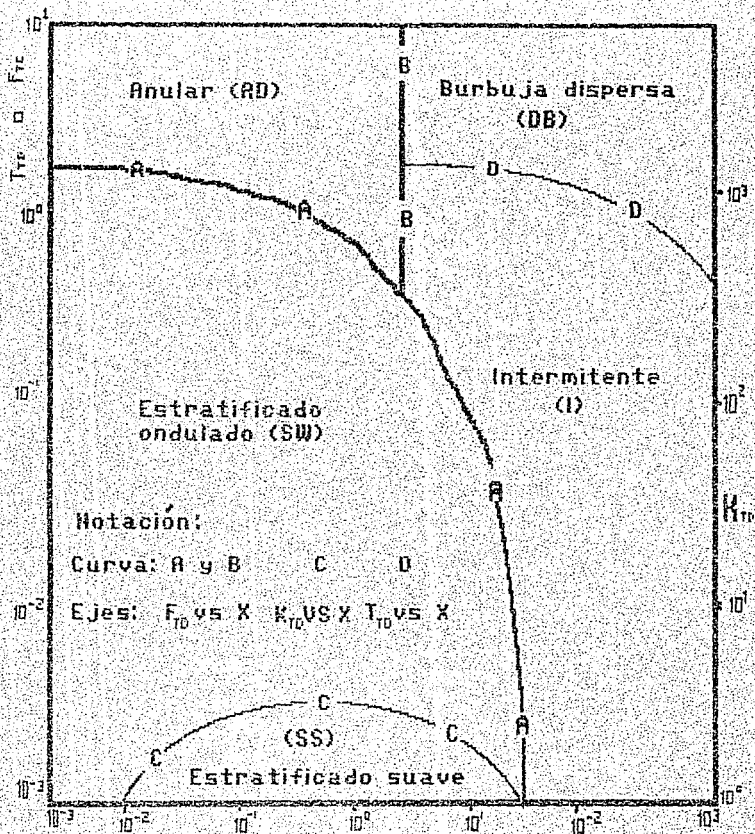
FLUJO ESTRATIFICADO EN EQUILIBRIO

Realizando un balance de momentos en las fases líquida y gaseosa, e ignorando la fuerza de flotación en la fase gaseosa, se tiene⁽³¹⁾:

$$-A_L (dp/dx) - \tau_{wL} S_L + \tau_i S_i + \rho_L A_L g \text{ sen } \alpha = 0 \quad (2.25)$$

y

$$-A_G (dp/dx) - \tau_{wG} S_G + \tau_i S_i + \rho_G A_G g \text{ sen } \alpha = 0 \quad (2.26)$$



Parámetro X de Lockart y Martinelli

Fig. 2.6 Patrones de Flujo (31)

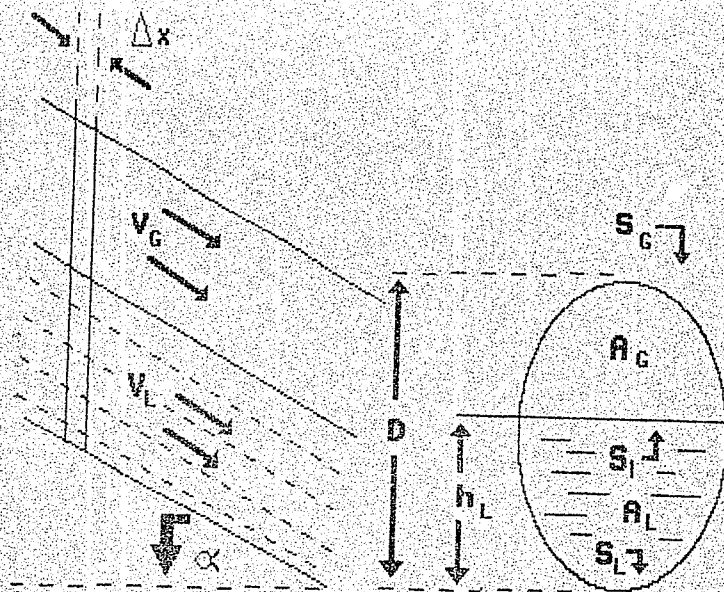


Fig. 2.7 Flujo Estratificado en Equilibrio. ⁽³¹⁾

En las ecuaciones anteriores no existe cambio de momento con respecto al tiempo (condiciones estacionarias). Además el gradiente de presión en ambas ecs. porque de otra forma la interfase cambiaría. El primer término en ambas ecuaciones representa la fuerza de presión, el segundo y el tercero representan el esfuerzo cortante en la pared de la tubería y en la interfase, respectivamente; el último término corresponde a la componente de gravedad. Combinando ambas ecuaciones se tiene :

$$\tau_{wG} (S_G/A_G) - \tau_{wL} (S_L/A_L) + \tau_i S_i (1/A_L + 1/A_G) + (\rho_L - \rho_G) g \sin \alpha = 0 \quad (2.27)$$

Los esfuerzos cortantes están dados por ⁽¹⁹⁾ :

$$\tau_{wG} = f_G \rho_G U_G^2 / 2 \quad (2.28)$$

$$\tau_{wL} = f_L \rho_L U_L^2 / 2 \quad (2.29)$$

$$\tau_i = f_G \rho_G (U_G - U_L)^2 / 2 \quad (2.30)$$

Suponiendo una tubería sin perforaciones y que tanto la fase gaseosa como la líquida tienen flujos completamente desarrollados, se tiene ⁽³¹⁾:

$$f_L = c_L (D_L u_L / \nu_L)^n \quad (2.31)$$

$$f_G = c_G (D_G u_G / \nu_G)^m \quad (2.32)$$

donde :

$\nu = \mu / \rho =$ viscosidad cinemática,

si el flujo es turbulento $n, m = 0.2$, $c_L, c_G = 0.046$ y para laminar $n, m = 1$, $c_L, c_G = 16$.

Los diámetros hidráulicos para la fase líquida y gaseosa están dados por :

$$D_L = 4A_L / S_L \quad (2.33)$$

$$D_G = 4A_G / (S_G + S_i) \quad (2.34)$$

donde se ha supuesto que la fase líquida fluye por un canal abierto y la fase gaseosa por un ducto cerrado.

Además de las hipótesis anteriores, Taitel y Dukler, supusieron que:

$$f_i = f_G \quad u_G \gg u_L$$

La primera hipótesis es válida para flujo estratificado suave y los autores mencionan que el error que se comete cuando existe flujo estratificado con ondas es pequeño. La segunda hipótesis implica que el esfuerzo cortante interfacial es evaluado con la misma ecuación que el esfuerzo cortante en la fase gaseosa con la pared de la tubería, lo cual implica una interfase lisa. Esta es la hipótesis principal de Taitel y Dukler.

Usando la hipótesis anterior, de la ecuación (2.27) se deduce la ecuación para h_L . Usando variables adimensionales tenemos:

$$(\tau_{wl} / \tau_{wg}) (\hat{S}_l / \hat{A}_G) - (\hat{S}_G / \hat{A}_G + \hat{S}_l / \hat{A}_L + \hat{S}_l / \hat{A}_L) + (\rho_L - \rho_G) g \sin \alpha / \tau_{wg} = 0 \quad (2.35)$$

donde:

$$\hat{A}_L = 0.25 [\pi - \arccos(2\hat{h}_L - 1) + (2\hat{h}_L - 1)(1 - (2\hat{h}_L - 1)^2)^{1/2}] \quad (2.36)$$

$$\hat{U}_G = 0.25 \pi - \hat{A}_L \quad (2.37)$$

$$\hat{S}_L = \pi - \arccos(\hat{A}_G - 1) \quad (2.38)$$

$$\hat{S}_G = \arccos(2\hat{h}_L - 1) \quad (2.39)$$

$$\hat{S}_l = (1 - (2\hat{h}_L - 1)^2)^{1/2} \quad (2.40)$$

$$\hat{h}_L = \hat{A} / \hat{A}_L \quad (2.41)$$

$$\hat{U}_G = \hat{A} / \hat{A}_G \quad (2.42)$$

Las definiciones de las variables adimensionales son:

$$\hat{S}_L = \hat{S}_L / D \dots \dots \dots (2.43) \quad \hat{h}_L = \hat{h}_L / D \quad (2.44)$$

$$\hat{A}_L = \hat{A}_L / D^2 \dots \dots \dots (2.45) \quad \hat{U}_L = \hat{U}_L / V_{LS} \quad (2.46)$$

$$\hat{U}_G = \hat{U}_G / V_{GS} \quad (2.47)$$

Para la determinación de los patrones de flujo, utilizando variables adimensionales, se hace uso de las definiciones y ecuaciones que aparecen a continuación.

TRANSICION A : Flujo Estratificado - No Estratificado

Para el análisis de estabilidad, Taitel y Duckler, utilizan la teoría de Kelvin-Helmholtz, extendida al caso de la existencia de una onda finita (en lugar de infinitesimal) en la interfase.

Una vez hechas las consideraciones pertinentes y utilizando variables adimensionales tenemos que para que se presente flujo no estratificado se requiere que:

$$F_{TD} [1/c^2 u_G d\hat{A}_L/dH_L/\hat{A}_G] \geq 1 \quad (2.48)$$

donde:

$$c = 1 - h_L/D,$$

$d\hat{A}_L/dH_L$ está dado por:

$$d\hat{A}_L/dH_L = (1 - (2\hat{h}_L - 1)^2)^{1/2} \quad (2.49)$$

y F_{TD} es el número de Froude modificado

$$F_{TD} = \sqrt{\rho_G/(\rho_L - \rho_G)} V_{GS} / Dg \cos \alpha \quad (2.50)$$

donde:

V_{GS} = Velocidad superficial del gas

TRANSICION B : Intermitente - Anular

A bajos valores de h_L , las ondas pueden ser barridas y embarradas alrededor de la tubería formando de esta manera flujo anular. A valores altos de h_L , las ondas formadas en la interfase pueden crecer y ser arrastradas por la fase gaseosa, originando flujo bache.

El criterio para tener flujo anular es :

$$h_L/D < 0.5 \quad (2.51)$$

TRANSICION C : Estratificado suave - Estratificado con ondas

La presencia de esfuerzos cortantes propicia la creación de ondas y la disipación de estos se debe a efectos viscosos.

El criterio para tener flujo estratificado con ondas es :

$$K_{TD} \geq 2 / ((u_L)^{1/2} (u_0)^{1/2} (S)^{1/2}) \quad (2.52)$$

donde:

$$K_{TD}^2 \geq F_{TD}^2 Re_{LS} = F_{TD}^2 [DV_{LS} / \nu_L]$$

donde:

V_{LS} = Velocidad superficial del liquido

$S = 0.06$ (De acuerdo a lo sugerido por Andritsos y Hanratty (1987))

TRANSICION D: Intermitente - Burbujas Dispersas :

Esta frontera existe para valores grandes de colgamiento de liquido.

El criterio para tener flujo de burbujas dispersas es :

$$T_{TD} \geq [8A_8 / (S_i u_L^2 (u_L D)^{-n})]$$

$$T_{TD} = [(dp/dx)_{LS} / ((\rho_L - \rho_G) \cos \alpha)]^{0.5} \quad (2.53)$$

Para determinar el tipo de patrón de flujo presente, primero se calcula el factor de fricción tal y como lo proponen los autores⁽³¹⁾. Una vez determinado el patrón y dependiendo si el fluido está en contacto o no con las paredes de la tubería, se modifica el valor del factor, tal y como se indicó en párrafos anteriores. (Su, y Gudmundsson y Asheim, et. al)

II.3.3 MODELO PARA FLUJO ESTRATIFICADO

En flujo estratificado, la gravedad causa que el líquido fluya por el fondo de la tubería y el gas por la parte superior. Normalmente, la fase gaseosa se presenta en flujo turbulento, mientras que el flujo de la fase líquida puede ser laminar o turbulento. Asimismo, se sabe que el esfuerzo inducido por la fase gaseosa y el efecto de la gravedad sobre la fase líquida afectan a la interfase gas-líquido, haciendo que ésta presente o no ondas. Conforme se incrementa la velocidad del gas y el flujo se acerca a la transición estratificado - anular, pueden generarse gotas de líquido que son atrapadas por la fase gaseosa. Sin embargo, no se han publicado aún métodos para predecir este fenómeno.

El valor de h_f/D obtenido en la determinación de los patrones de flujo, será usado en los cálculos de esta sección, así como S_G , S_L , S_I , A_L y A_G .

El modelo para el cálculo del gradiente de presión es :

$$-(dp/dx) = (\tau_{WL} S_L + \tau_{WG} S_G) / A + [(A_L / A) \rho_L + (A_G / A) \rho_G] g \sin \alpha \quad (2.54)$$

donde:

α = ángulo de inclinación con respecto a la horizontal (radianes)

ECUACIONES CONSTITUTIVAS

Esfuerzo cortante: Los esfuerzos líquido-pared, gas-pared e interfacial se evalúan mediante los factores de fricción como :

$$\tau_{WL} = f_{WL} \rho_L v_L^2 / 2 \quad (2.55)$$

$$\tau_{WG} = f_{WG} \rho_G v_G^2 / 2 \quad (2.56)$$

$$\tau_I = f_I \rho_G v_G^2 / 2 \quad (2.57)$$

Donde los factores de fricción f_{WL} y f_{WG} se calculan con la ecuación de Fanning. Los números de Reynolds para el gas y el líquido se definen como :

$$Re_L = \rho_L V_L D_L / \mu_L \quad (2.58)$$

$$f = 16/Re \quad \text{para } Re \leq 2000$$

$$1 / \sqrt{f} = 3.48 - 4 \log (2\varepsilon/D + 9.35/(Re \sqrt{f})) \quad \text{para } Re > 2000 \quad (2.59)$$

$$Re_G = \rho_G V_G D_G / \mu_G \quad (2.60)$$

Donde los diámetros hidráulicos del líquido y gas D_L y D_G están dados por :

$$D_L = 4 A_L / S_L \quad (2.61)$$

$$D_G = 4 A_G / (S_G + S_D) \quad (2.62)$$

Para el cálculo del factor de fricción interfacial, Xiao, (1990), realizó una investigación exhaustiva de las correlaciones conocidas, proponiendo para su cálculo las siguientes ecuaciones:

Para $D < 0.127$ mts. y $V_{SO} < V_{sgt}$

$$f_i / f_{WG} = 1 \quad (2.63)$$

si $V_{SO} \geq V_{sgt}$, se tiene que:

$$f_i / f_{WG} = 1 + 15 (h_L/D)^{1/2} (V_{SG} / V_{sgt} - 1) \quad (2.64)$$

donde V_{sgt} es la velocidad superficial de gas crítica para la transición a flujo estratificado con ondas. Esta velocidad se define como:

$$V_{sgt} = 5 (101325/P)^{1/2} \quad (2.65)$$

donde: P = presión del sistema (pascales)

Para $D > 0.127\text{mts.}$, con $N_{we}N_{\mu} < 0.005$

donde: N_{we} y N_{μ} son los números de Weber y de la viscosidad respetivamente dados por:

$$N_{we} = \rho_g v_L^2 \epsilon / \sigma \quad N_{\mu} = \mu_L^2 / (\rho_L \sigma \epsilon)$$

Siendo ϵ la rugosidad absoluta y σ es la tensión superficial. La rugosidad interfacial esta dada por:

$$\epsilon_i = 34\sigma / \rho_g v_L^2 \quad (2.66)$$

$$\text{para } N_{we} N_{\mu} \geq 0.005$$

$$\epsilon_i = 170 \sigma (N_{we} N_{\mu})^{0.3} / \rho_g v_L^2 \quad (2.67)$$

Una vez calculado el valor de la rugosidad interfacial, el factor de fricción interfacial se calcula con las ecuaciones (2.58), (2.59) y (2.60).

Además, Xiao, encontró que el considerar un valor constante de $f_i = 0.01421$, proporciona resultados aceptables. En nuestro caso hacemos uso de las ecuaciones (2.63 - 2.67).

II.3.4 MODELO PARA FLUJO INTERMITENTE.

El flujo intermitente se caracteriza por el flujo alterno y cíclico de líquido y gas. Un ciclo completo, consiste del cuerpo del bache de longitud L_S y la zona de película de líquido o burbuja de gas de longitud L_f . Existe también una zona de mezclado al frente del cuerpo del bache donde el líquido de la película que fluye delante a menor velocidad, es acelerada e incorporada al cuerpo del bache. Se supone que en el cuerpo del bache las pequeñas burbujas de gas estan distribuidas uniformemente, por lo que el flujo en esta zona se puede modelar como flujo homogéneo. En la zona de la película, el gas y el líquido se separan por efecto de gravedad, como en el caso del flujo estratificado, variando la altura del líquido a lo largo de ésta zona. El modelo considerado en este estudio supone la altura de líquido uniforme en la zona de la película. De un balance de momentos se tiene que:

$$\tau_f S_f / A_f - \tau_{wg} [(S_g / A_G) + (\tau_i / \tau_{wg})(S_f / A_f + S_f / A_G)] + (\rho_L - \rho_G) g \text{ sen } \alpha = 0 \quad (2.68)$$

El sistema se resuelve de la misma manera que para la determinación del patrón de flujo.

La ecuación para el cálculo de caídas de presión es:

$$-(dp/dx) = \rho_u g \operatorname{sen} \alpha + \frac{1}{L_u} [(\tau_g \pi D L_s/A) + ((\tau_f S_f + \tau_{wg} S_G)L_f/A)] \quad (2.69)$$

donde: ρ_u es la densidad promedio de los fluidos en una unidad de bache, dada por:

$$\rho_u = E_L \rho_L + (1-E_L)\rho_g \quad (2.70)$$

L_u es la longitud total del bache, dado por:

$$L_u = L_f + L_s \quad (2.71)$$

Como puede observarse, de nuevo, el primer término del lado derecho de la Ec.(2.69), representa el gradiente de presión por gravedad, mientras que el segundo representa el gradiente de presión por fricción, resultante de la pérdida por fricción en la zona del bache de líquido y en la zona de la película.

ECUACIONES CONSTITUTIVAS

Los esfuerzos cortantes se calculan análogamente al caso de flujo estratificado

$$\tau_f = f_f \rho_L v_f |v_f| / 2 \quad (2.72)$$

$$\tau_{wg} = f_{wg} \rho_g v_g |v_g| / 2 \quad (2.73)$$

$$\tau = f_i \rho_g |v_g - v_f| (v_g - v_f) / 2 \quad (2.74)$$

donde f_f y f_{wg} se calculan de la misma manera que en el caso de flujo estratificado (ecuaciones 2.58, 2.59 y 2.60).

Para el cálculo de los números de Reynolds utilizaremos las ecuaciones:

$$Re_L = \rho_L v_f D_L / \mu_L \quad (2.75)$$

$$Re_G = \rho_G v_G D_G / \mu_G \quad (2.76)$$

Los diámetros hidráulicos se calculan de la misma manera que para flujo estratificado, ecuaciones 2.61 y 2.62

Para el factor de fricción interfacial se utiliza un valor constante de $f_i = 0.0142$, propuesto por Xiao.

El esfuerzo cortante para el cuerpo del bache es :

$$\tau_s = f_s \rho_s v_s^2 / 2 \quad (2.77)$$

donde el factor de fricción (f_s) se obtiene de la misma manera que para el caso anterior, con el número de Reynolds definido por:

$$Re_s = \rho_s v_s D / \mu_s \quad (2.78)$$

donde ρ_s y μ_s son la densidad y la viscosidad de la mezcla en el cuerpo del bache, respectivamente, y se definen como:

$$\rho_s = E_s \rho_L + (1 - E_s) \rho_G \quad (2.79)$$

$$\mu_s = E_s \mu_L + (1 - E_s) \mu_G \quad (2.80)$$

$$E_s = 1 / (1 + (v_g / 8.66)^{1.39}) \quad (2.81)$$

$$v_s = v_{SL} + v_{SG} \quad (2.82)$$

La velocidad del bache se determina con la ecuación:

$$V_b = 1.2 + 1.53 [\sigma g (\rho_L - \rho_G) / \rho_L^2]^{0.25} E_g^n \sin \alpha \quad (2.83)$$

donde: $n = 0.1$

La velocidad real del líquido está dada por:

$$V_L = (v_s - V_b (1 - E_s)) / E_s \quad (2.84)$$

La velocidad de la capa de líquido se obtiene mediante:

$$V_f = V_T - (V_T - V_L) \cdot E_g / E_f \quad (2.85)$$

y

$$Re_l = \rho_{ol} |V_f| D_L / \mu_L \quad (2.86)$$

$$V_T = C \cdot v_g + 0.35 \cdot g D \sin \alpha + 0.54 \cdot g D \cos \alpha \quad (2.87)$$

En la ecuación anterior, cuando $Re_l < 2000$, $C = 1.2$; en caso contrario, $C = 2.0$

Además se tiene que:

$$E_f = (\theta - \sin(\theta)) / (2 \cdot \pi) \quad (2.88)$$

$$\text{donde, } \theta = 2 \cdot \arccos(1 - 2h/D) \quad (2.89)$$

II.3.5 MODELO DE FLUJO ANULAR

En el flujo anular, la fase líquida fluye como una película sobre la pared de la tubería y como gotas de líquido atrapadas en el núcleo gaseoso. Normalmente, la configuración de la película del líquido no es circunferencialmente uniforme, sino que usualmente es más gruesa en el fondo.

Para el análisis de flujo anular, en este estudio se aplica el modelo bidimensional para flujo estacionario, considerando un espesor promedio en la película del líquido. También se considera que las gotas de líquido atrapadas en el núcleo gaseoso viajan a la misma velocidad que el gas, por lo que dicho núcleo puede tratarse como un fluido homogéneo. De esta manera, considerando solamente la diferencia de configuración geométrica, el análisis de flujo anular puede hacerse de manera similar al de flujo estratificado.

Así, para determinar el espesor de la película se hará uso de la siguiente ecuación:

$$\tau_{wL} S_L / A_f - \tau_i S_i (1/A_f + 1/A_c) + (\rho_L - \rho_c) g \sin \alpha = 0 \quad (2.90)$$

donde:

$$\rho_c = E_c \rho_L + (1 - E_c) \rho_G \quad (2.91)$$

A_f = área de la película

A_c = área del gas

ρ_c = densidad de la mezcla en el núcleo gaseoso

y E_c = colgamiento de líquido en el núcleo dado por:

$$E_c = v_{SL} FE / (v_{SG} + v_{SL} FE) \quad (2.92)$$

El modelo para el cálculo de presión está dado por:

$$-(dp/dx) = (\tau_{wL} S_L / A) + [(A_f/A) \rho_L + (A_c/A) \rho_c] g \sin \alpha \quad (2.93)$$

donde nuevamente se puede identificar claramente el primer término del lado derecho de la ecuación como el gradiente de presión por fricción y el segundo como el gradiente de presión por gravedad. También se considera despreciable el gradiente de presión por aceleración.

ECUACIONES CONSTITUTIVAS.

Los esfuerzos cortantes se calculan de manera similar que para el flujo estratificado:

$$\tau_{wL} = f_f \rho_L v_f^2 / 2 \quad (2.94)$$

$$\tau_i = f_i \rho_c (v_c - v_f)^2 / 2 \quad (2.95)$$

donde el factor de fricción f_f se calcula con las ecuaciones (2.58) y (2.59) empleando el número de Reynolds definido como:

$$Re_L = \rho_L v_f D_L / \mu_L \quad (2.96)$$

El diámetro hidráulico del líquido, D_L , se define como :

$$D_L = 4 \delta (D - \delta) / D \quad (2.97)$$

donde: δ = Espesor de la película

La velocidad del núcleo gaseoso se calcula con:

$$v_c = v_{SG} + v_{SL} FE / [1 - 2 \delta/D]^2 \quad (2.98)$$

La velocidad de la capa del líquido se calcula con :

$$V_f = V_{SL} \left(\frac{1 - FE}{4} \right) \frac{\delta}{D} \left(1 - \frac{\delta}{D} \right) \quad (2.99)$$

En este trabajo, FE (factor de arrastre) se calcula mediante la ecuación propuesta por Wallis, (1968), en lugar de la correlación sugerida por Xiao. Esto se debe a las observaciones hechas por Granados, quien indica que bajo ciertas circunstancias, no reportadas, la correlación de Xiao proporciona valores de FE cercanos a la unidad, generando, conforme a 2.99, valores de V_f cercanos a cero; esto dá a su vez R_e aproximado a 0 y valores del factor de fricción grandes e irreales.

$$FE = 1 - e^{-(0.125 \delta^{1.5})} \quad (2.100)$$

$$X = 10\,000 (\rho_G / \rho_L)^{0.5} v_{SG} \mu_G / \sigma \quad (2.101)$$

con σ = Tensión interfacial

La secuencia de cálculo se hace compleja debido al esquema iterativo que se necesita para su solución. Para facilitar esto se presenta un breve bosquejo de solución a continuación:

Se calcula: X , FE, E_c , y ρ_c

Se supone:

$$\delta/D = 1.0 \times 10^{-2}$$

Se evalúa:

$$S_i, S_L, A_c, A_f, v_c, D_L, D_c, \mu_c \text{ y } R_{ec}$$

Para determinar el valor de μ_c y R_{cc} se utilizan:

$$(2.102) \quad R_{cc} = \rho_c \cdot v_c \cdot D_c / \mu_c$$

$$\mu_c = E_c \mu_L + (1 - E_c) \mu_G \quad (2.103)$$

Se sustituyen todos los valores anteriores en la ecuación (2.100).

Si se cumple la igualdad a cero, termina el proceso, de otra forma se incrementa δ/D en 1.0×10^{-3} y se repite el proceso.

II.3.6 MODELO DE FLUJO DE BURBUJAS DISPERSAS

Considerando que las burbujas de gas viajan a la misma velocidad que la fase continua de líquido, el patrón de flujo de burbujas dispersas puede modelarse de manera similar al flujo de una sola fase, empleando propiedades promedio de la mezcla. Entonces, el gradiente de presión puede calcularse con :

$$-(dp/dx) = [(2 f_M \rho_M V_M^2) / D] + \rho_M g \text{ sen } \alpha \quad (2.104)$$

donde nuevamente se distingue el primer término como el gradiente de presión por fricción y el segundo como el gradiente de presión por elevación. También aquí se desprecia el gradiente de presión por aceleración.

donde V_M es la velocidad de la mezcla definida como :

$$V_M = v_{SL} + v_{SG} \quad (2.105)$$

$$\rho_M = E_L \rho_L + (1 - E_L) \rho_G \quad (2.106)$$

$$\mu_M = E_L \mu_L + (1 - E_L) \mu_G \quad (2.107)$$

El factor de fricción de la mezcla f_M , se obtiene con las ecuaciones (2.58) y (2.59), con el número de Reynolds definido como :

$$(2.108) \quad R_{eM} = \rho_M V_M D / \mu_M$$

El colgamiento en este caso se define como:

$$E_c = 1 - V_{sg} / V_G \quad (2.109)$$

II.4 FLUJO MULTIFASICO EN EL ACOPLAMIENTO YACIMIENTO - DISPAROS, DISPAROS - POZO

Tal y como se mencionó anteriormente, el término $\mu Q_i / 2\pi K a \log(\delta/a)$ del modelo de Landman y Goldthrope, se modifica en este trabajo para considerar flujo multifásico, aunque se sigue considerando flujo estacionario. Así, en la matriz A_m , en lugar de factorizar $\mu / 2\pi k$, ahora en cada disparo se tendrá permeabilidad y viscosidad, ya que estas son función de la posición. Para modificar este término, es necesario expresar la viscosidad y saturación en función de la presión.

La relación de permeabilidades puede escribirse (Perez,) como:

$$k_{rg} / k_{ro} = (R - R_{sp}) / 5.615 (\mu_g \beta_g / \mu_o \beta_o) ((1 + R_{eg}) / (1 + R_{eo})) \quad (2.110)$$

donde: R = relación gas - aceite (RGA) en (ft³/bl.), y

$$k_l = k k_{rl} \quad (2.111)$$

μ_l = viscosidad (cp)

con: $l = o \text{ ó } g$

Los números de Reynolds, usando unidades de campo, pueden expresarse como:

$$Re_l = 1488 \rho_l \alpha_l |v_l| / \mu_l \quad (2.112)$$

$$\alpha_l = 1.062 \times 10^{-4} \beta_l k_l \quad (2.113)$$

$$\beta_l = 48511 / ((\phi S_l)^{5.5} (k k_{rl})^{1/2}) \quad (2.114)$$

donde:

ρ_l = densidad (lb_m/pie³)

S_l = porosidad (%)

Como puede observarse en las ecuaciones anteriores, es necesario conocer la presión existente en cada perforación, de manera que con ese valor y datos P.V.T., se puedan calcular: la viscosidad, el factor de volumen y la relación de solubilidad. Usando estos valores y la ecuación (2.110), se obtiene el cociente de permeabilidades relativas $k_{r,g} / k_{r,o}$, y por medio de este y utilizando datos de permeabilidades relativas se puede determinar, por interpolación la saturación existente en cada perforación. La hipótesis más fuerte que se contempla en este planteamiento es que la RGA es constante para todas y cada una de las perforaciones.

En su trabajo, Perez., supone constantes los gastos de aceite y de gas lo cual, no es una gran limitante, ya que considera un pozo vertical. Cabe destacar que introduce y calcula la caída de presión en la perforación, lo que no es considerado en el modelo de Landman y Goldthorpe.; en contraposición con Perez, ellos calculan dos vectores, uno de gastos y otro de presiones, que por lo regular son variables a lo largo del pozo. Entonces, el considerar el enfoque de Perez, traería como consecuencia un vector de gastos constante a lo largo del pozo, lo cual no es recomendable ya que es precisamente la determinación del perfil de gastos a lo largo del pozo horizontal uno de los objetivos del presente trabajo.

CAPITULO III: DESARROLLO DEL TEMA

III.1 Ampliaciones y Modificaciones al Modelo

En este capítulo se presenta la síntesis de los trabajos relevantes hasta el momento, así como, el acoplamiento (modelo mecanístico y factor de fricción considerando perforaciones) y modificación del modelo propuesto por Landman y Goldthorpe. La pregunta obligada es: ¿En que consisten estas modificaciones y acoplamientos? Para contestarla es necesario retomar lo expuesto en el capítulo anterior.

La primera modificación, está en la manera de calcular las caídas de presión por fricción. En el artículo de Landman y Goldthorpe, se utilizan las ecuaciones (2.3) y (2.4); en este trabajo se usará un modelo mecanístico. Para empezar, en el artículo mencionado, los autores emplean un método iterativo, donde suponen un vector de presiones, que al multiplicarlo por la matriz A_m^{-1} obtienen un vector de gastos; con estos gastos entran a las ecuaciones (2.6 - 2.10) y terminan el proceso hasta obtener la convergencia. En este trabajo se sigue un proceso similar donde una vez obtenido el vector de gastos, del conjunto de disparos hacia el pozo, se calcula el gasto que utiliza el modelo mecanístico. Este gasto para la posición en que se encuentra el i ésimo disparo está dado por la suma de todos los gastos a lo largo del pozo, desde el i ésimo hasta el gasto del n ésimo disparo (recuérdese que los disparos están ordenados en sentido contrario a la dirección de flujo del pozo). El modelo mecanístico recibe todos los datos necesarios: presión en el talón, diámetro, etc. y el vector de gastos; con estos valores se determina en que tipo de patrón de flujo se encuentra.

Dentro de la revisión de la literatura se citaron artículos que sirven para modificar el factor de fricción, Su, y Gudmundsson, y Asheim et. al., aunque en el modelo mecanístico se hará uso de ellos (segunda modificación), no sucederá así para la determinación del patrón de flujo, la razón es, que el fluido no está siempre en contacto con la pared de la tubería. Supóngase el siguiente ejemplo: Con un juego de datos se determina el patrón de flujo y para su cálculo se utiliza el factor de fricción modificado, con estos valores se cae en flujo anular, si se observa la figura 2.5 el núcleo de gas, no está en contacto con la pared de la tubería; en tal caso, el factor de fricción no debería haberse modificado, y se calcula tal y como lo proponen los autores con las ecuaciones. (2.58 y 2.61); ahora bien, con el único afán de determinar de manera fiel el patrón, se regresa de nuevo al cálculo, con este juego de datos y sólo modificando el factor de fricción para la película de líquido, ya que de acuerdo con el cálculo anterior sólo éste estaba en contacto con la tubería, se ve ahora con sorpresa que el patrón ya no es anular, sino bache y no modificamos el factor de fricción del gas. En resumen, el modificar el factor de fricción al inicio nos puede traer de un patrón a otro y caer en un ciclo, por lo tanto es necesario usar las suposiciones básicas de Taitel y Dukel y continuar con la mecánica que ellos proponen, sólo hasta la determinación del patrón de flujo (ecuaciones 2.25 - 2.53)

Una vez determinado el patrón de flujo, es necesario calcular las caídas de presión y el colgamiento. En estos cálculos se incluye la modificación en el factor de fricción propuestas por Su, y Gudmundsson, y Asheim et. al.,

Para el caso de flujo estratificado, el factor de fricción que interviene en el cálculo de los esfuerzos cortantes de las ecuaciones (2.55) y (2.56) se evalúa con las ecuaciones (2.11-2.16). Como puede verse, solo cambiará el factor de fricción del líquido y del gas, por estar en contacto con la pared de la tubería; mientras que el factor de fricción interfacial (gas - líquido), se seguirá calculando con las ecuaciones (2.58 - 2.61), ya que éste no contempla en ningún momento el contacto con la pared de la tubería perforada.

En el caso de flujo anular, solamente existen dos tipos de factores de fricción que intervienen en el cálculo de los esfuerzos cortantes, ecuaciones. (2.94 y 2.95). En este caso el f_f (factor de fricción del líquido) se calcula con Su, y Gudmundsson y Asheim et. al. mientras que f_i (factor de fricción interfacial), con las ecuaciones (2.58 - 2.61).

Para flujo de burbujas dispersas, dado que los fluidos se consideran como una mezcla homogénea, sólo se evalúa f_m , y se calcula con las ecuaciones (2.11 - 2.16).

El patrón de flujo bache, se dejó al final, ya que dentro de su estructura de cálculo se incluye un factor de fricción más. Para el cálculo de los esfuerzos cortantes de las ecuaciones (2.72) y (2.73), se usa a Su, y Gudmundsson, y a Asheim et. al., para evaluar los factores de fricción, mientras el factor de fricción interfacial de la ecuación (2.75), se calcula con las ecuaciones (2.58 - 2.61), aunque Xiao, sugiere que un valor de $f_i = 0.0142$ es adecuado. Ahora para el factor de fricción que aparece en la ecuación (2.78) se utiliza el factor de fricción modificado usando las ecuaciones (2.11 - 2.16), ya que es el cuerpo propio del bache el que en todo momento está en contacto con la pared del tubo

La siguiente modificación al modelo original de Landman y Golthorpe, es la inclusión de flujo multifásico del yacimiento hacia el pozo. La ecuación propuesta por Landman y Golthorpe, es:

$$P_i = \mu / 4\pi k [- 2Q_j / a \text{Log}(\delta / a) + \sum_{j=1}^n Q_j / |X_i - X_j|] \quad (3.1)$$

De aquí se genera la matriz A_m (la forma desarrollada de A_m se presentó en el capítulo anterior), observándose que fue posible factorizar el término $\mu/4\pi k$, ya que consideraba flujo monofásico.

Para el caso del presente trabajo este factor no es constante, sino que varía en función directa de la presión, para poder establecer la relación entre saturación y presión, se utiliza la ecuación de Pérez, la cual es una ecuación de Forchheimer, que utiliza una extensión de la correlación de Geetsman para el modelado de flujo multifásico no-laminar en el yacimiento:

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \{(R-R_{G_i}) / 5.615\} \{\mu_{G_i} B_{G_i} / \mu_{O_i} B_{O_i}\} \{(1+Re_{G_i}) / (1+Re_{O_i})\} \quad (3.2)$$

donde:

$$Re_l = 1488 \rho_l \alpha_l |V_l| / \mu_l \quad (3.3)$$

$$\alpha_l = 1.062 \times 10^{-14} \beta_l k_l \quad (3.4)$$

$$k_l = k k_{r_l} \quad (3.5)$$

$$\beta_l = 48511 / ((\phi S_l)^{5.5} (k k_{r_l})^{0.5}) \quad (3.6)$$

Re_l = número de Reynolds del líquido o gas

V_l = velocidad del líquido o gas

μ_l = viscosidad del líquido o gas

B_l = factor de volumen del líquido o gas

R = relación gas-aceite

R_g = relación de solubilidad

k_{r_l} = permeabilidad relativa del líquido o gas

k = permeabilidad absoluta

S_l = Saturación de gas o líquido

ϕ = porosidad

$l = o \text{ ó } g$

Uno de las hipótesis del modelo que se propone, es considerar la relación gas-aceite, y constante, esto se utiliza por conveniencia ya que no se modela el flujo multifásico en el yacimiento, y por lo tanto no se sabe la variación de este parámetro con la posición.

La ecuación (3.1), con la implementación de flujo multifásico se transforma en dos igualdades, una para aceite y otra para gas.

Para el aceite se tiene:

$$P_i = [-\mu_{oi} Q_{oi} \text{Log}(\delta/a) / (2 \pi k k_{ro_i} a) + \sum_{j=1}^n \mu_{oj} Q_{oj} / (4 \pi k k_{ro_j} |X_i - X_j|)] \quad (3.7)$$

Para el gas se tiene:

$$P_i = [(k_{rgi} / \mu_{gi} + R_{si} k_{r0i} / \mu_{oi})^{-1} (- Q_{gi} \text{Log}(\delta/a) / (2 \pi k a)]$$

$$+ \sum_{j \neq i}^n (k_{rgj} / \mu_{gj} + R_{sj} k_{r0j} / \mu_{oj})^{-1} (Q_{gj} / (4 \pi k |X_i - X_j|))] \quad (3.8)$$

De la misma manera que la ecuación (3.1) genera la matriz A, las ecuaciones (3.7) y (3.8) generarán dos matrices, que se llamarán A_O y A_G cuya formas desarrolladas son:

$$A_o = 1 / 4 \pi k$$

$$\left[\begin{array}{cccc} -2\mu_{o1} \log(\delta/a) / (ak_{r01}) & \mu_{o2} / (k_{r02} |X_2 - X_1|) & \dots & \mu_{on} / (k_{ron} |X_1 - X_n|) \\ \mu_{o1} / (k_{r01} |X_2 - X_1|) & -2\mu_{o2} \log(\delta/a) / (ak_{r02}) & \dots & \mu_{on} / (k_{ron} |X_2 - X_n|) \\ \mu_{o1} / (k_{r01} |X_3 - X_1|) & \mu_{o2} / (k_{r02} |X_3 - X_2|) & \dots & \mu_{on} / (k_{ron} |X_3 - X_n|) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \mu_{o1} / (k_{r01} |X_n - X_1|) & \mu_{o2} / (k_{r02} |X_n - X_2|) & \dots & -2\mu_{on} \log(\delta/a) / (ak_{ron}) \end{array} \right]$$

$$A_g = 1 / 4 \pi k$$

$$\left[\begin{array}{cccc} (k_{rg1} / \mu_{g1} + R_{s1} k_{r01} / \mu_{o1})^{-1} (-2 \log(\delta/a)/a) & \dots & (k_{rgn} / \mu_{gn} + R_{sn} k_{r0n} / \mu_{on})^{-1} (1 / |X_1 - X_n|) & \dots \\ (k_{rg1} / \mu_{g1} + R_{s1} k_{r01} / \mu_{o1})^{-1} (1 / |X_2 - X_1|) & \dots & (k_{rgn} / \mu_{gn} + R_{sn} k_{r0n} / \mu_{on})^{-1} (1 / |X_2 - X_n|) & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ (k_{rg1} / \mu_{g1} + R_{s1} k_{r01} / \mu_{o1})^{-1} (1 / |X_n - X_1|) & \dots & (k_{rgn} / \mu_{gn} + R_{sn} k_{r0n} / \mu_{on})^{-1} (-2 \log(\delta/a)/a) & \dots \end{array} \right]$$

Como se ha establecido previamente, la discusión anterior supone flujo estacionario del yacimiento hacia las perforaciones.

III.2 Resumen del Método Propuesto en el Presente Trabajo.

Para iniciar la secuencia de cálculo, se supone un vector de presiones. Con este vector de presiones supuestas, se genera el vector de viscosidades, permeabilidades y relaciones de solubilidad, que se integran a la matriz A_o y A_g , según el caso. Es importante mencionar que la relación presión-saturación en cada perforación se logra através de la ec.(3.2). Con las matrices A_o y A_g se entra al siguiente esquema:

$$Q_o = A_o^{-1} P_s \quad (3.11)$$

$$Q_g = A_g^{-1} P_s \quad (3.12)$$

Una vez generado el vector de gastos de aceite y gas, se pasa a la ecuación:

$$P_c = F [Q_o, Q_g] \quad (3.13)$$

donde

$$F [Q_o, Q_g] = P_d + \Delta P_{\text{fricción}} + \Delta P_{\text{gravedad}} \quad (3.14)$$

donde:

$\Delta P_{\text{fricción}}$ y $\Delta P_{\text{gravedad}}$ se calculan con el modelo mecanístico. Aunque en párrafos pasados ya lo señalamos, es importante recalcar que, el modelo determina el patrón de flujo en que se encuentra el fluido, conocido éste, se calcula el $\Delta P_{\text{fricción}}$ y $\Delta P_{\text{gravedad}}$. Recuerdese que dependiendo del fluido (gas o aceite) que esté en contacto o no con la pared de la tubería, el factor de fricción se modificará o no. Los gastos que recibe el modelo mecanístico, son la suma de los gastos por perforación, contando a partir de la perforación y moviéndose en sentido contrario al talón hasta llegar al enésimo. La presión en el talón, siempre será un valor fijo e igual a P_d , entonces:

$$\begin{aligned} P_1 &= P_d, \\ \text{para} \quad P_2 &= P_d + \Delta P_{f1} + \Delta P_{p1}, \\ \text{para} \quad P_3 &= P_2 + \Delta P_{f2} + \Delta P_{p1} \end{aligned}$$

y así sucesivamente. Con estos valores se genera el vector de presiones calculadas P_c . Si $|P_c - P_s| \leq \text{tolerancia}$, termina el proceso; sino, se hace $P_s = P_c$ y se repite el ciclo hasta alcanzar la convergencia. El primer vector supuesto (con el que comienza el cálculo) siempre se hace $P_s = P_d$. Una vez terminada la convergencia en presiones, se revisa la convergencia en gastos, es decir $|Q^{n-1} - Q^n| \leq \text{tolerancia}$; sino se tiene, se vuelve a mover el vector de presiones haciendo $P_s = P_c$, y se repite el proceso completo hasta encontrar la convergencia en gastos y presiones. Normalmente, al encontrar la convergencia en presiones se converge en gastos, aunque si esto no sucede, se necesitan unas cuantas iteraciones más para alcanzar la convergencia en ambos vectores.

CAPITULO IV: VALIDACION Y DISCUSION DE RESULTADOS.

Los resultados que se obtuvieron se reportan en forma gráfica. Las figuras 4.1 y 4.2 se construyeron con el modelo originalmente propuesto por Landman Goldthorpe, los datos usados son:

D= 12.5 cm
Long. del pozo= 400 mts.
 $\rho_o = 750 \text{ kg/m}^3$
Long. de la perf.= 35 cm.
Radio de la perf.= 1 cm.
Presion en el talón= 50000 pascales.
Viscosidad= 0.5 cp.
K= 100 md.

Para las figuras siguientes se utilizaron los datos que aparecen abajo:

$\rho_{oc.s.} = 47.32 \text{ lbm/pie}^3$
 $\rho_{gc.s.} = 4.5817 \times 10^2 \text{ lbm/pie}^3$
Radio de la perf. = 0.01 mts
Long. de la perf. = 0.35 mts
K = 100 md
 $\epsilon/D = 0.0001$
 $\phi = 5\%$

Los datos P.V.T., el número de perforaciones, la RGA del yacimiento, el diámetro de la tubería y la presión en el talón, varían dependiendo del caso a tratar. La distribución de las perforaciones a lo largo del pozo se consideran uniformes, aunque el modelo puede ser alimentado con cualquier distribución.

Para elaborar las figuras 4.3 4.4 y 4.5 se tomó un P.V.T. con las siguientes características:

- a) R_s (Relación de solubilidad) baja y cercana a cero.
- b) B_o (Fact. de vol. del aceite) constante y cercano a uno.
- c) B_g (Fact. de Vol. del gas) sin variación y próximo a cero.
- d) RGA (Relación gas-aceite) casi cero
- e) k_{ro} (Permeabilidad relativa del aceite) cae suavemente con respecto a la saturación y sólo en altos valores decae abruptamente.
- f) k_{rg} (Permeabilidad relativa del gas) asciende lentamente.
- g) Presión en el talón $P_d = 50,000$ pascales
- h) D = 5 pulgadas

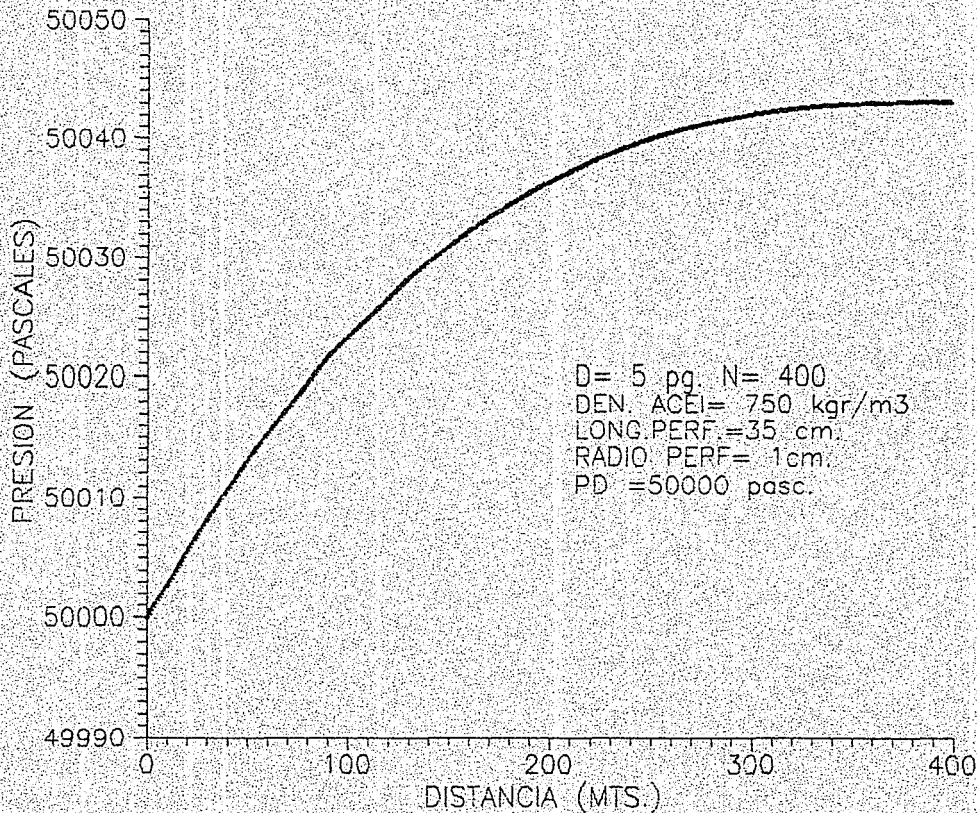


FIG. 4.1 GRAFICA ORIGINAL DE LANDMAN PARA PRESION

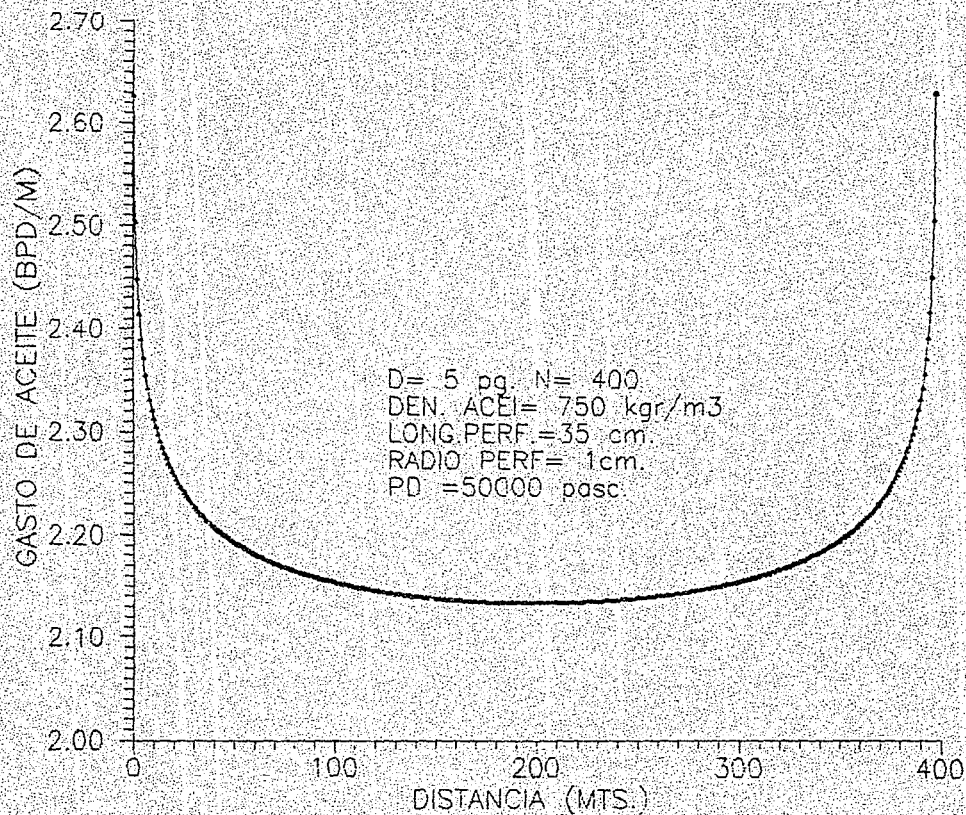


FIG. 4.2 GRAFICA ORIGINAL DE LANDMAN PARA GASTO DE ACEITE

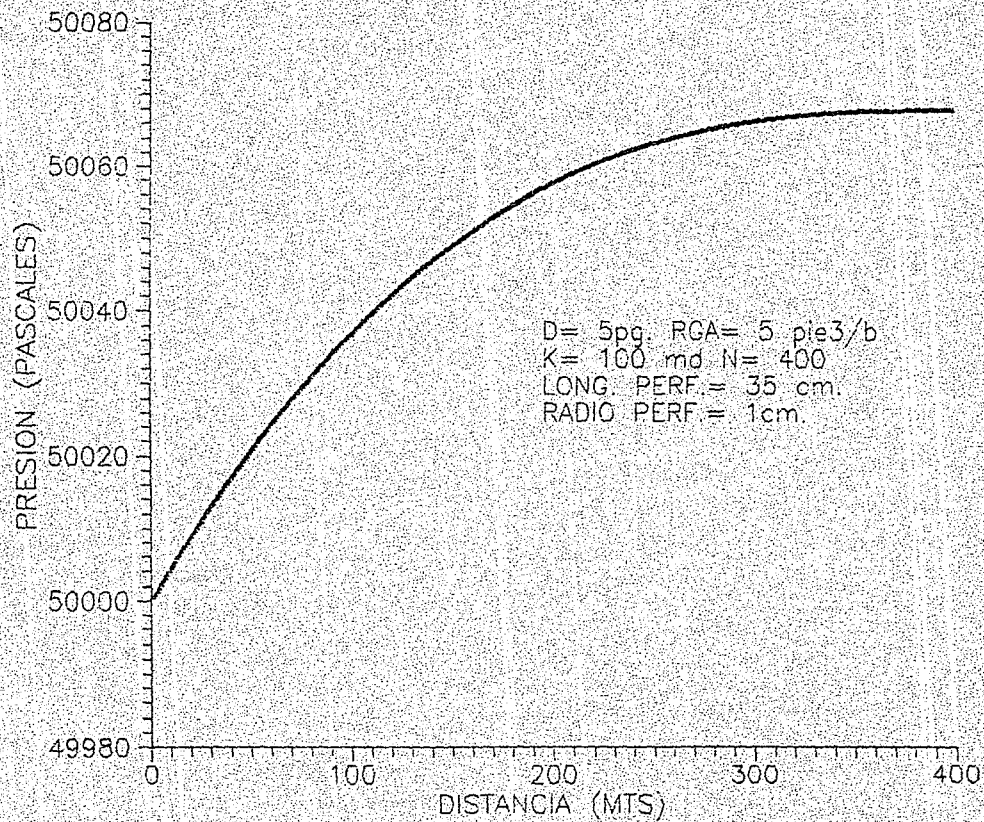


FIG. 4.3 DISTRIBUCION DE PRESIONES A LO LARGO DEL POZO

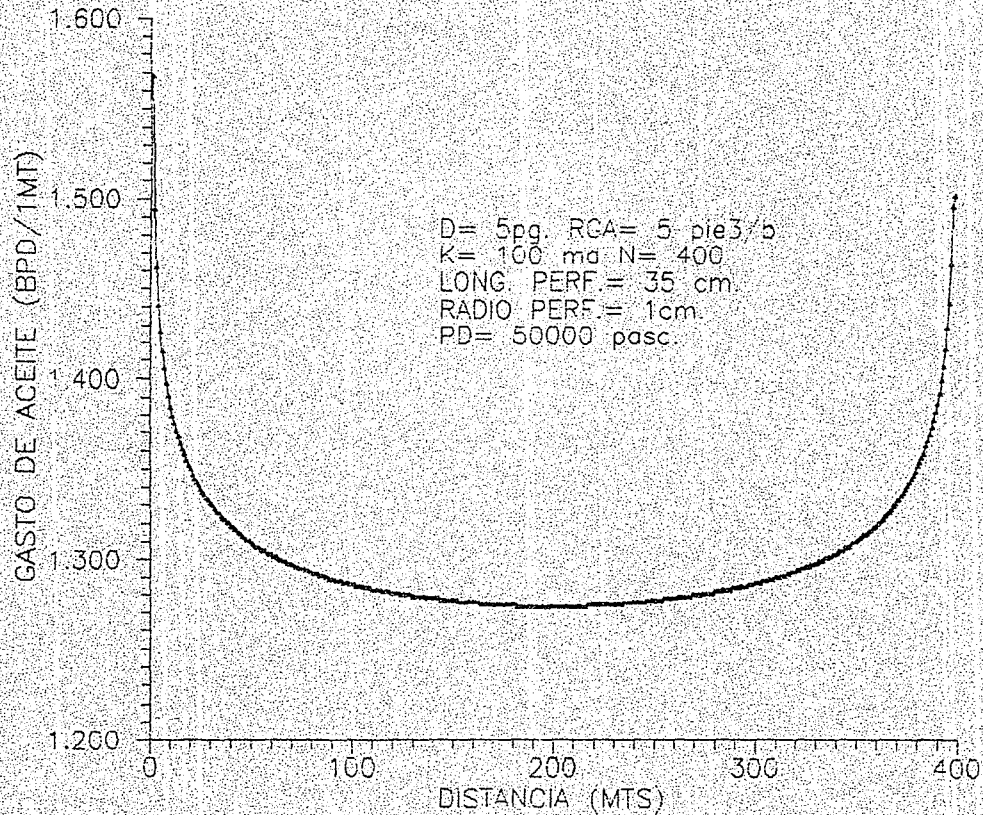


FIG. 4.4 DISTRIBUCION DEL GASTO DE ACEITE A LO LARGO DEL POZO

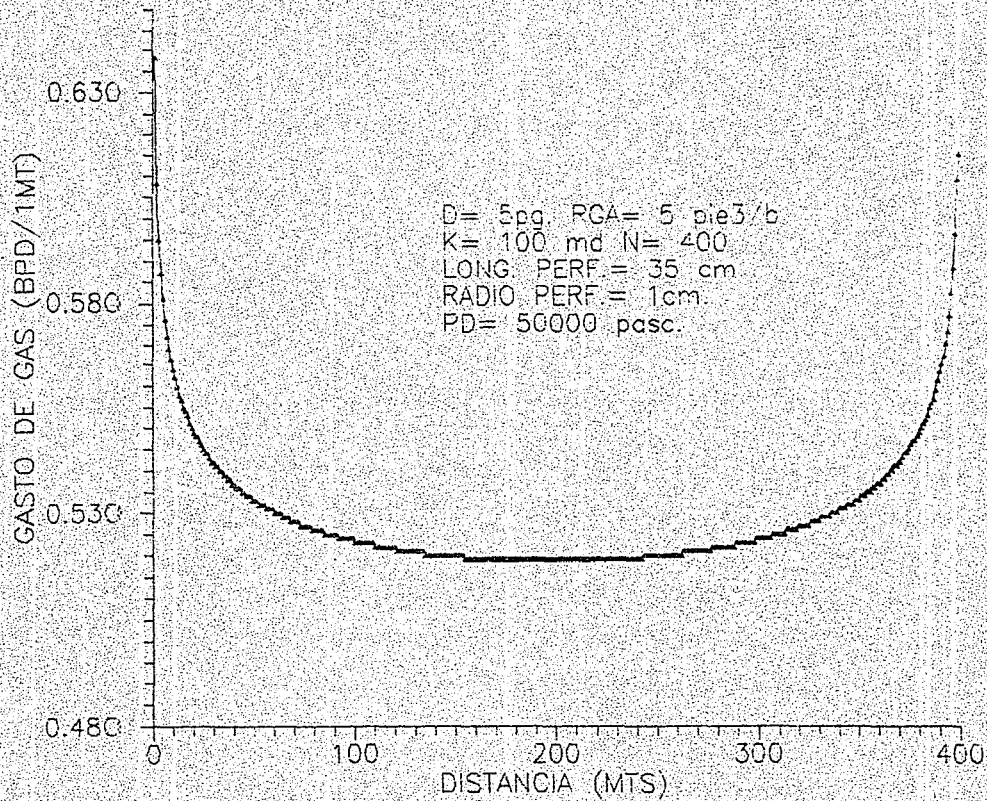


FIG. 4.5 DISTRIBUCION DEL GASTO DE GAS A LO LARGO DEL POZO

Este tipo de suposiciones se hicieron con el fin de tener datos muy parecidos a los propuestos por Landman y Goldhorpe, (los cuales consideran flujo monofásico), de tal manera que los resultados que se obtuvieran se pudieran comparar con los de estos autores.

La diferencia entre los perfiles de caída de presión de las figuras 4.1 y 4.3, se debe principalmente a que no fue posible eliminar completamente la presencia de gas, ya que al tratar de hacerlo genera más de un patrón de flujo a lo largo del pozo horizontal. Esta presencia de gas ocasiona mayores pérdidas de presión. En cuanto al comportamiento de gastos de aceite se observó similitud en ambos casos (figuras 4.2 y 4.4), y las diferencias se deben a la presencia de gas.

A partir de la figura 4.6, para simplificar el problema se hizo una suposición burda, que consiste en agrupar "m" perforaciones en paquetes a cada "m" metros, en lugar de tomar una perforación por metro. Además, se consideran paquetes de 10 perforaciones cada 10 metros en un pozo de 400 mts de largo.

La tabla PVT que aparece abajo se utilizó para generar las gráficas (4.3 - 4.11) y (4.27 - 4.29); las variables usadas son: Presión (P), Viscosidad del aceite (V_o), Viscosidad del gas (V_g), Factor de Volumen del aceite (B_o), Factor de Volumen del gas (B_g), Relación de solubilidad (R_s), Saturación, Kro y Krg

P	V_o	V_g	B_o	B_g	R_s
5.0	0.5789	0.0079	1.040	0.0304	2.2
25.0	0.5616	0.0096	1.046	0.0287	2.8
100.0	0.558	0.0104	1.050	0.0246	3.03
193.19	0.54	0.0113	1.058	0.0168799	3.05
622.65	0.52	0.0125	1.088	0.0049981	3.06
1052.11	0.51	0.0138	1.121	0.0028254	3.07
1481.56	0.50	0.0152	1.159	0.0019289	3.08
1911.02	0.49	0.0166	1.202	0.0014547	3.09
2340.48	0.48	0.0181	1.249	0.0011719	3.10
2770.08	0.47	0.0195	1.302	0.0009914	3.11
3199.54	0.46	0.0210	1.360	0.0008704	3.12
3700.50	0.446	0.0228	1.434	0.0007747	3.13
4201.61	0.391	0.0246	1.516	0.0007086	4.0
4702.71	0.348	0.0263	1.605	0.0006608	4.1
5203.67	0.317	0.0281	1.702	0.0006246	4.2
5633.13	0.300	0.0295	1.791	0.0005996	4.3
5704.78	0.298	0.0298	1.806	0.0005959	4.4

So	kro	krq
1.00	0.700	0.000
0.70	0.700	0.000
0.68	0.700	0.000
0.65	0.700	0.000
0.62	0.700	0.001
0.58	0.700	0.001
0.54	0.7000	0.001
0.50	0.700	0.001
0.46	0.698	0.002
0.42	0.698	0.002
0.37	0.4698	0.211
0.32	0.3650	0.316
0.25	0.2348	0.4252387
0.18	0.2003060524	0.4607435
0.1	0.0002915451	0.50379
0.0	0.000	0.700

Los datos de PVT que aparecen abajo se usaron para generar las gráficas de las Figuras (4.12 - 4.26) y corresponden a las siguientes variables: presión (P), viscosidad del aceite (Vo), viscosidad del gas (Vg), factor de volumen del aceite (Bo), factor de volmen del gas (Bg), relación de solubilidad (Rs), saturación, Kro y Krg

P	Vo	Vg	Bo	Bg	Rs
5.0	1.441625	0.0079	1.040	0.0304	20.2
25.0	1.421216	0.0096	1.046	0.0287	27.8
100.0	1.3948	0.0104	1.050	0.0246	35.3
193.19	1.35	0.0113	1.058	0.0168799	44.29
622.65	1.164	0.0125	1.088	0.0049981	119.15
1052.11	1.011	0.0138	1.121	0.0028254	196.12
1481.56	0.881	0.0152	1.159	0.0019289	278.26
1911.02	0.768	0.0166	1.202	0.0014547	366.54
2340.48	0.671	0.0181	1.249	0.0011719	461.56
2770.08	0.587	0.0195	1.302	0.0009914	563.83
3199.54	0.515	0.0210	1.360	0.0008704	673.83
3700.50	0.446	0.0228	1.434	0.0007747	812.63
4201.61	0.391	0.0246	1.516	0.0007086	963.54
4702.71	0.348	0.0263	1.605	0.0006608	1127.53
5203.67	0.317	0.0281	1.702	0.0006246	1305.64
5633.13	0.300	0.0295	1.791	0.0005996	1470.48
5704.78	0.298	0.0298	1.806	0.0005959	1499.09

So	Kro	Krg
1.00	0.700	0.000
0.70	0.700	0.000
0.68	0.6233637	0.00003218658
0.65	0.5204263	0.0004919825
0.62	0.4307969	0.001970379
0.58	0.3299269	0.005448513
0.54	0.2479025	0.01480769
0.50	0.1822157	0.02798833
0.46	0.130538	0.04675172
0.42	0.09072	0.07168
0.37	0.05464026	0.1121066
0.32	0.03057072	0.1631762
0.25	0.01138848	0.252387
0.18	0.003060524	0.3607435
0.1	0.0002915451	0.50379
0.00	0.000	0.700

Las figuras 4.6, 4.7 y 4.8, se generaron con los mismos datos que las figuras 4.3, 4.4 y 4.5, pero ahora se consideraron paquetes de 10 perforaciones a cada 10 metros, y no perforaciones a cada metro. Se puede observar un gradiente de presión mayor y gastos mayores por perforación, cuando se consideran paquetes de 10 perforaciones a cada 10 metros, que cuando se tiene una distribución uniforme de una perforación por metro. Estos resultados confirman la motivación de Landman y Goldthrope en estudiar la distribución óptima de las perforaciones en un pozo horizontal.

En los perfiles de presión y gastos mostrados en las gráficas de las Figuras 4.9, 4.10 y 4.11 se varió la presión en el talón de 50,000 a 100,000 pascales. Obsérvese que el comportamiento de la presión a lo largo del pozo, no tiene la misma forma suavizada de la figura anterior, esto se debe al cambio de patrón de flujo en el pozo horizontal en los primeros 240 metros; se observa bache, y después estratificado. El método que la Ref. 16 propone, sin contemplar cambios en el patrón de flujo, genera en todos los casos, curvas convexas hacia arriba acentuando la inclinación de la rama derecha. Cuando se tiene más de un patrón, el método tiende a generar, tantas curvas parabólicas como patrones haya a lo largo del pozo horizontal (en este caso existen dos patrones de flujo diferentes). En algunos casos las paraboloides degeneran en rectas, esta fué la situación de las figuras 4.10 y 4.11. Si observamos el comportamiento hasta los 240 metros parece semi-rectilíneo, pero en adelante ya toma la forma cóncava característica. La transición en caídas de presión, entre patrones de flujo, algunas veces es abrupta como se muestra en la fig. 4.9. Esta situación originó discontinuidades en el perfil del gradiente de presión.

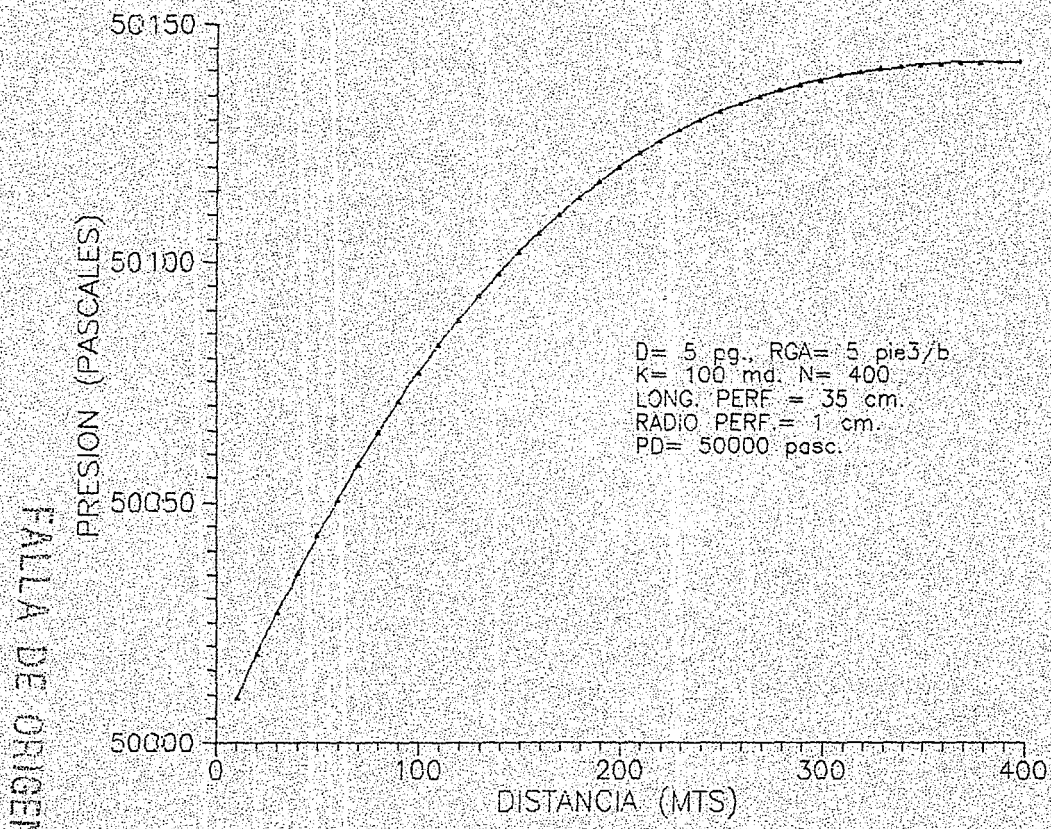


FIG. 4.6 DISTRIBUCION DE PRESION A LO LARGO DEL POZO

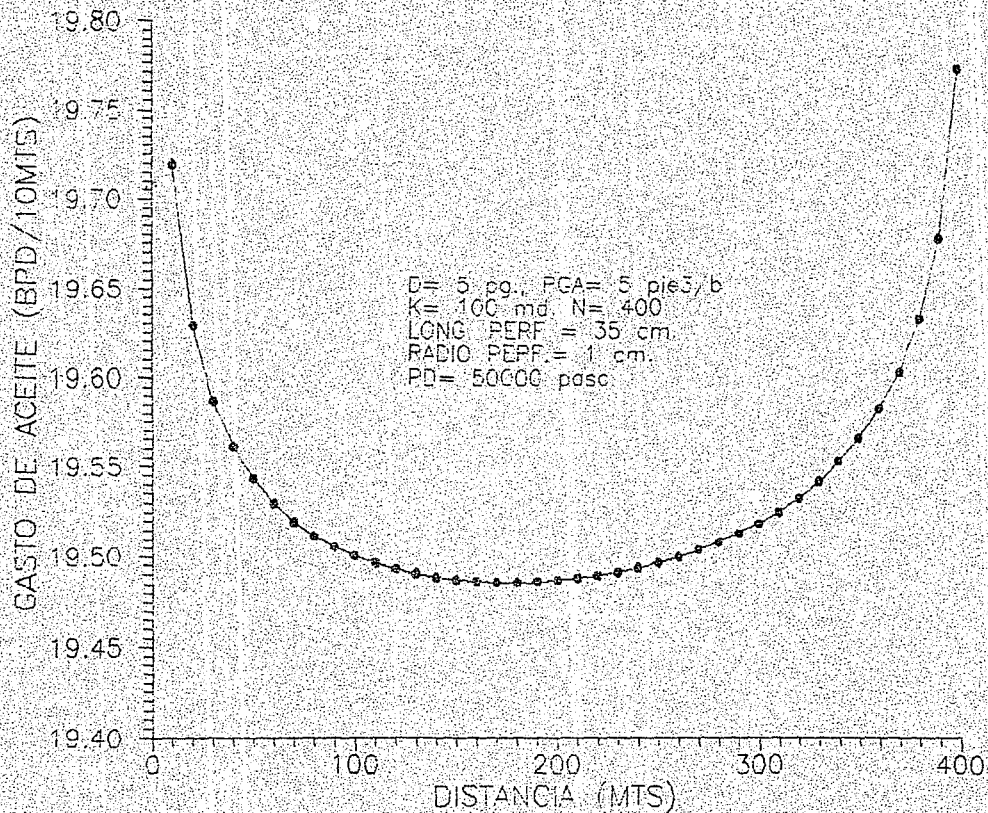


FIG. 4.7 DISTRIBUCION DE GASTOS A LO LARGO DEL POZO

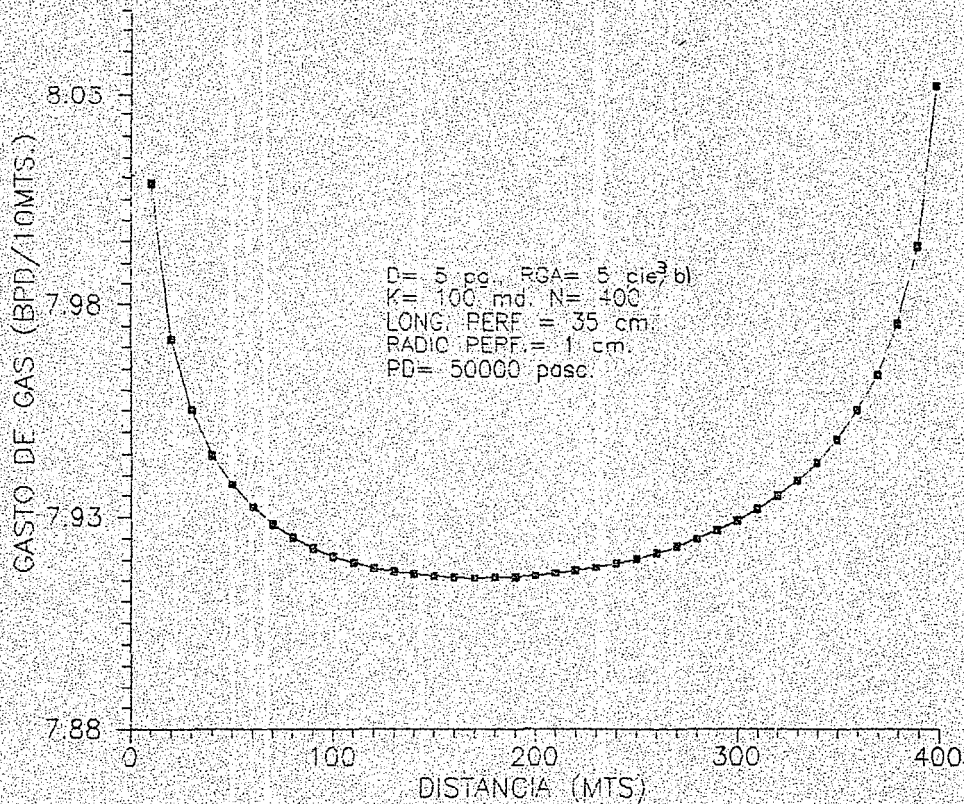


FIG. 4.8 DISTRIBUCION DE GASTOS A LO LARGO DEL POZO

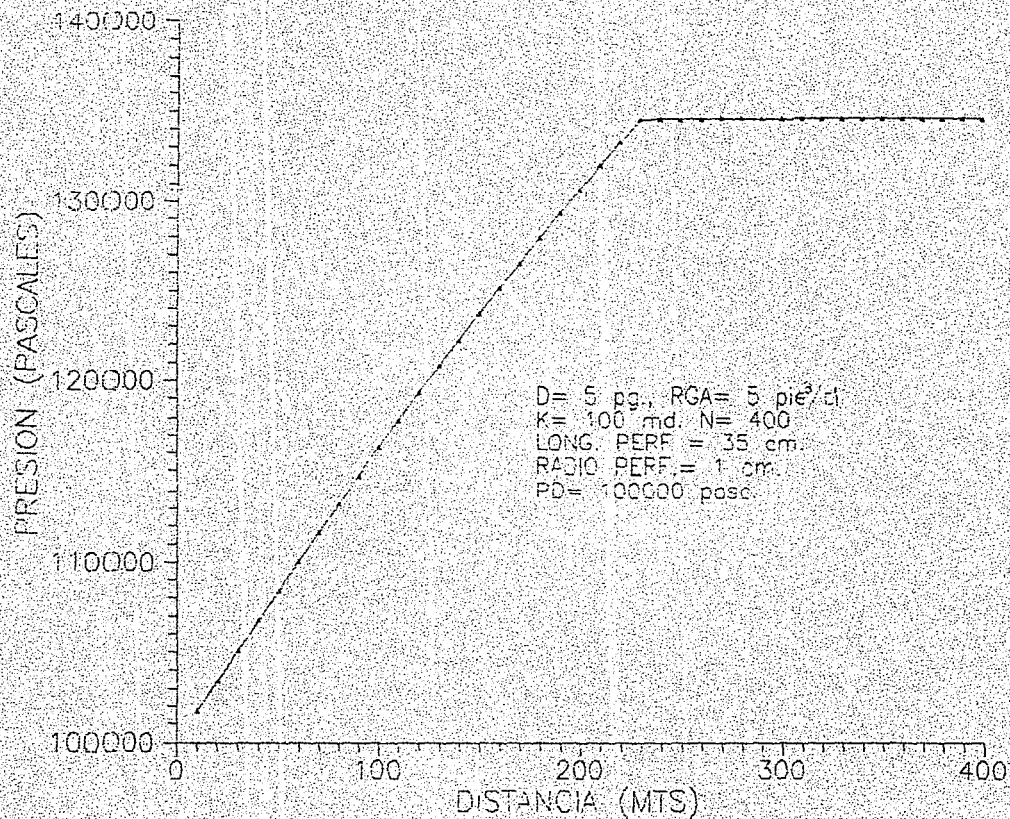


FIG. 4.9 DISTRIBUCION DE PRESION A LO LARGO DEL POZO

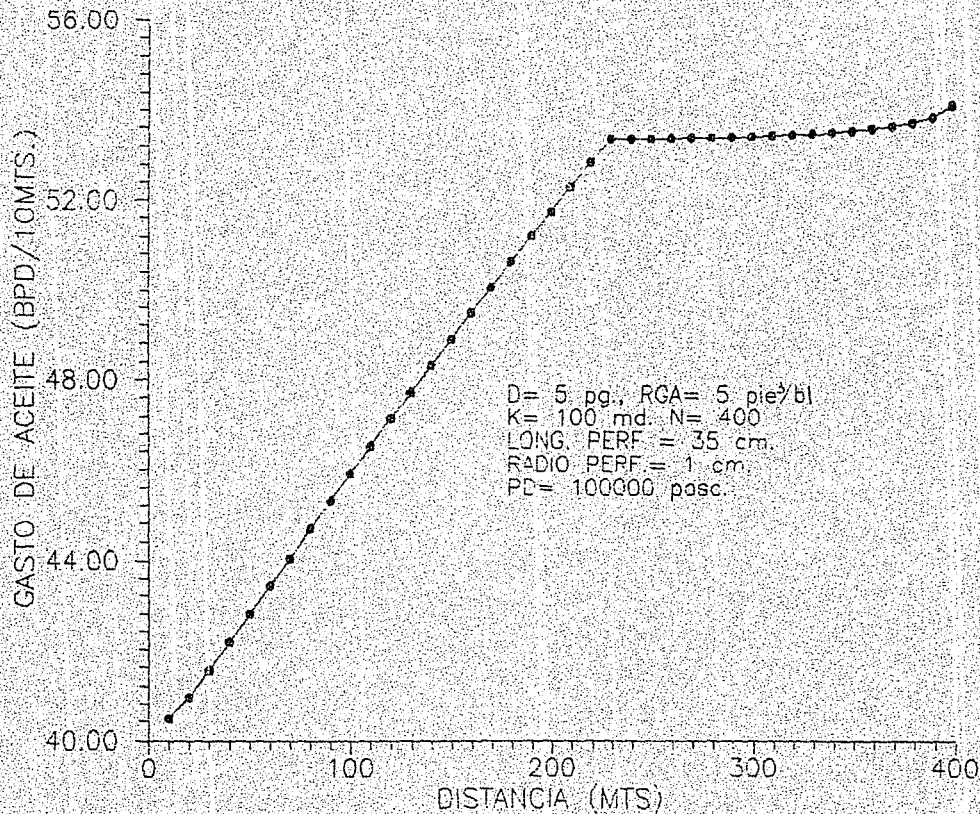


FIG. 4.10 DISTRIBUCION DE GASTOS A LO LARGO DEL POZO

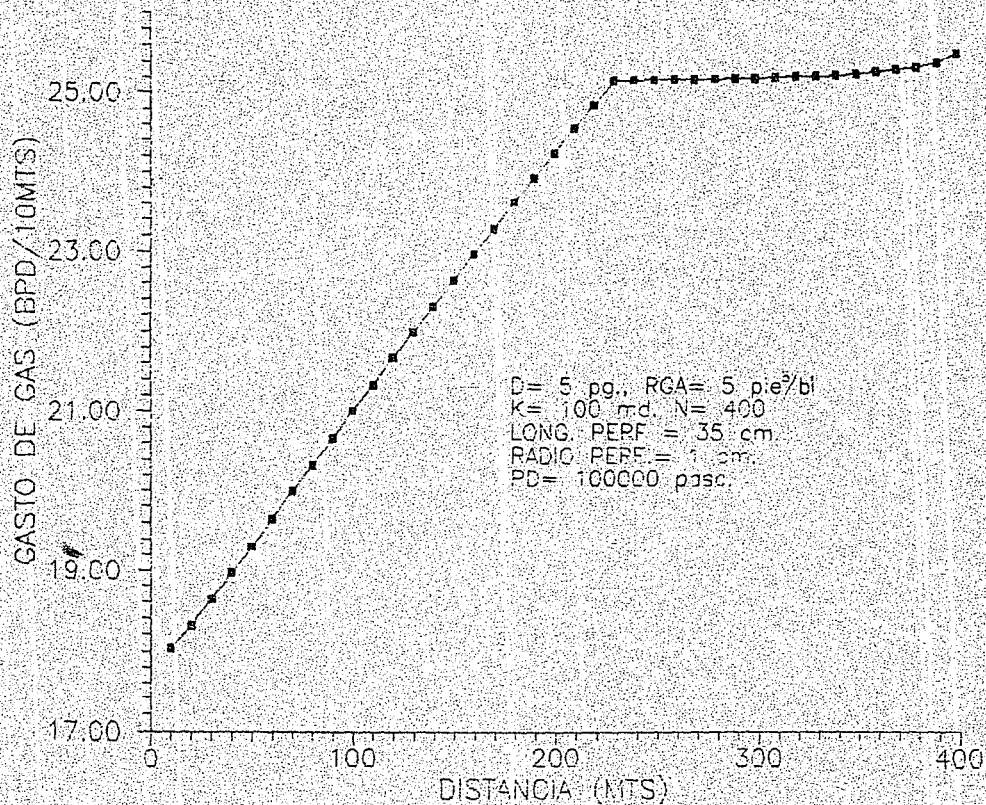


FIG. 4.1.1 DISTRIBUCION DE GASTOS A LO LARGO DEL POZO

Para las Figuras 4.12, 4.13, y 4.14, se tomaron cuatro relaciones gas - aceite distintas, manteniendo la presión en el talón constante e igual 300,000 pascales, los datos PVT usados corresponden a un yacimiento de gas y condensado; y el diámetro de la tubería de 5pg. En estos casos se observó que a medida que la RGA decrece, las caídas de presión disminuyen. Esto es lógico, ya que la energía necesaria para comprimir y mover el gas es menor. A mayor RGA, los gradientes de presión en el talón del pozo son mayores.

En cuanto al comportamiento del gasto aceite (fig. 4.13) y del gas (fig 4.14) se observa de nuevo un comportamiento cóncavo hacia arriba. Se ve claramente que a medida que la RGA aumenta el gasto de aceite disminuye y el de gas crece y viceversa. Se observa además que conforme la RGA crece, la posición del gasto de aceite y gas mínimos, del yacimiento hacia el pozo, se acercan hacia el talón. (ver Figs. 4.13 y 4.14). Recuérdese que las observaciones anteriores son para distribuciones uniformes de perforaciones.

En las figuras 4.15, 4.16 y 4.17 se fijó la presión en el talón en 1, 000, 000 pascales con una RGA de 800 pie³/ bl y se variaron los diámetros del pozo en 5, 7 y 10 pg respectivamente. En la figura 4.15, se observó que con un diámetro pequeño (5 pg), las caídas de presión son mucho más severas, inclusive se tuvieron cambios de patrones de flujo, de anular a estratificado; esto sucedió a 210 metros del talón, mientras que para diámetros mayores (7 y 10 pg), los gradientes de presión no son tan grandes siendo poca la diferencia entre uno y otro diámetro, persiste en ambos el flujo estratificado.

El cambio de patrón con la tubería de 5 pg, se ve reflejado inmediatamente tanto en el gasto de aceite como en el de gas (Figs. 4.16 y 4.17) ya que en ambos casos, la paraboloides esperada, degenera en un trazo con varios puntos críticos, que intenta bosquejar 2 cónicas deformadas. Como era de esperarse a menor diámetro se tiene menor gasto de aceite y mayor el gasto de gas, y viceversa. Para los diámetros de 7 y 10 pg, dado que el patrón de flujo no cambia, se forma la curva cóncava hacia arriba para los gastos de gas y aceite. Evidentemente a mayor diámetro, se tiene mayor gasto de aceite; sin embargo, no existe una diferencia sustancial entre los gastos para 7 pg y para 10 pulgadas. Este tipo de resultados es útil para planear el diámetro de tubería a utilizar en el pozo horizontal.

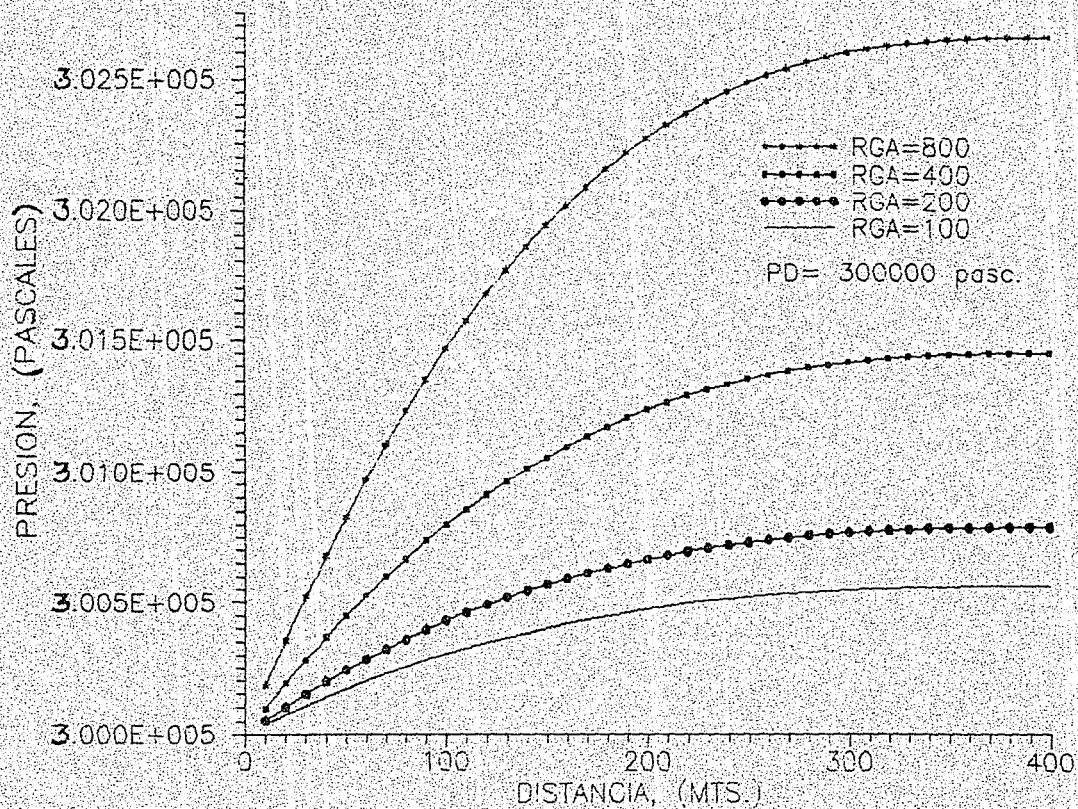


FIG. 4.12 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION RESPECTO A LA RGA

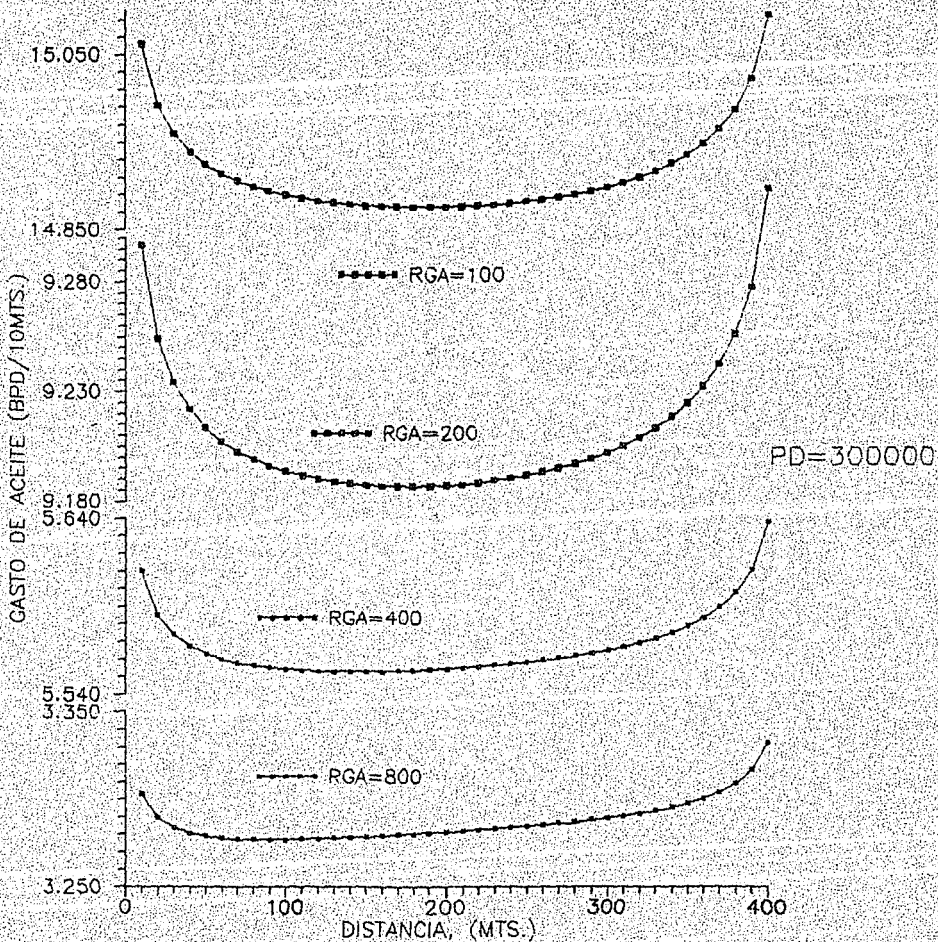


FIG. 4 13 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE ACEITE RESPECTO A RGA

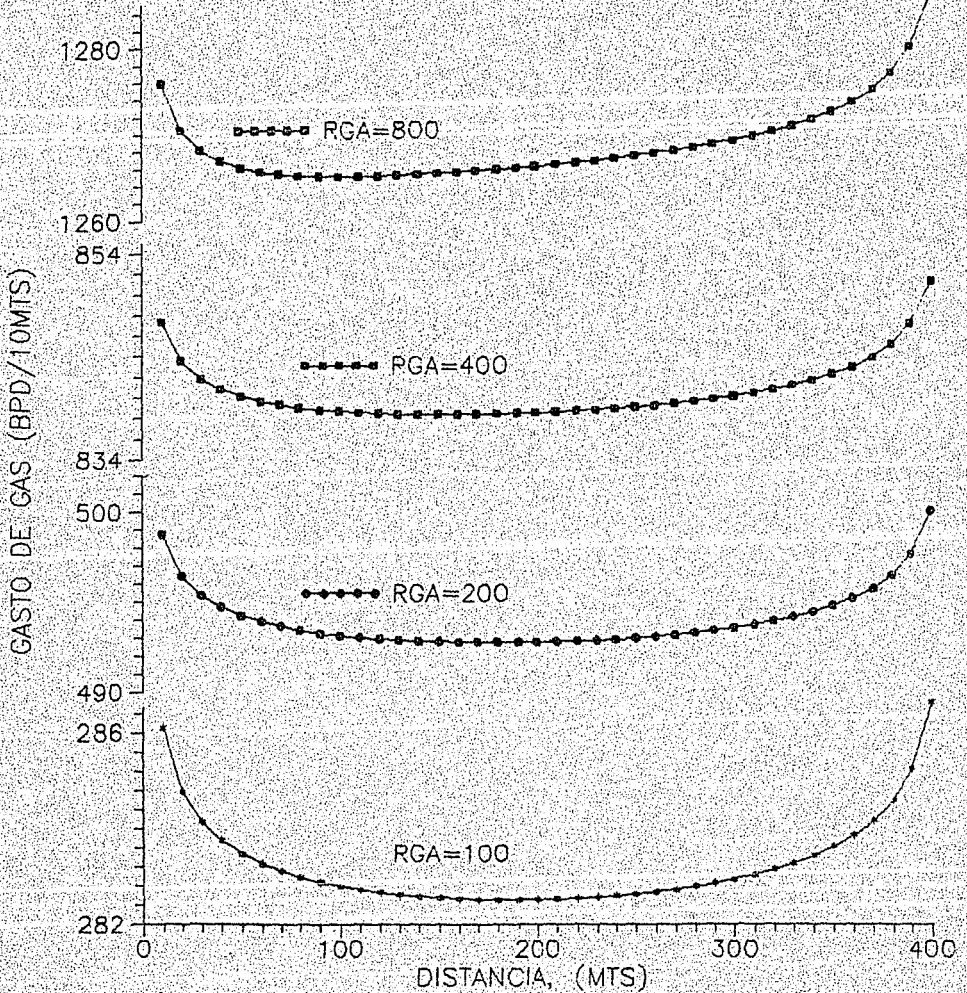


FIG. 4.14 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE GAS RESPECTO A RGA

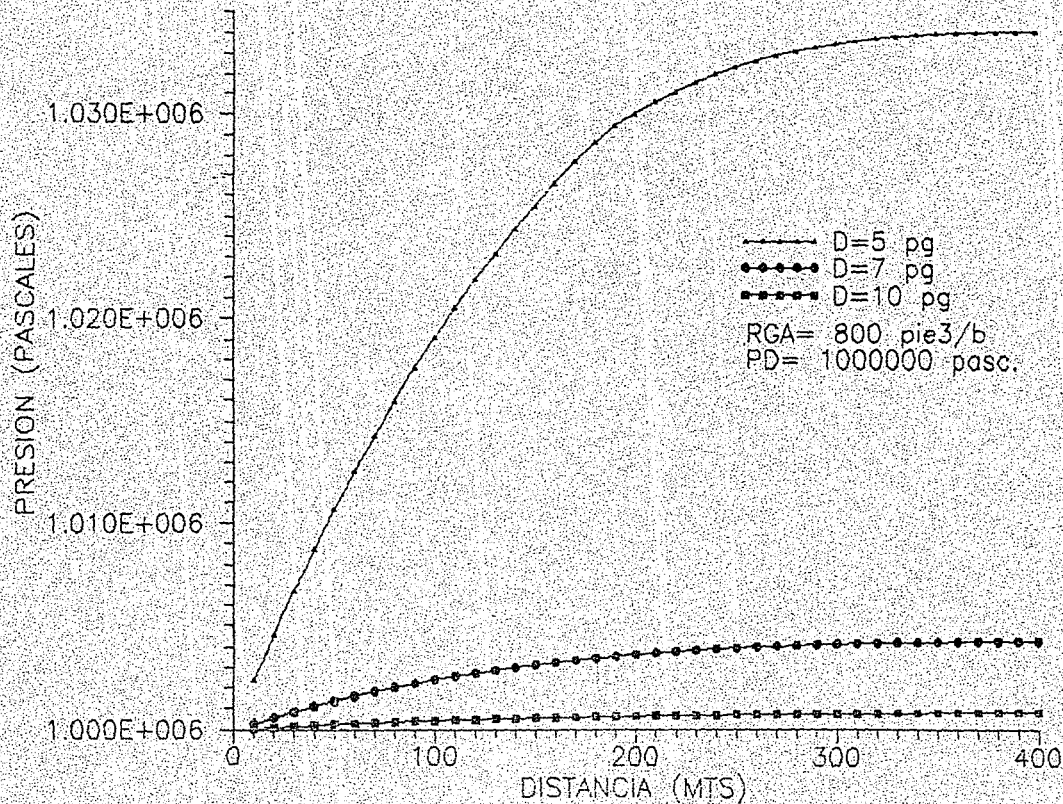


FIG. 4.15 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CON EL DIAMETRO

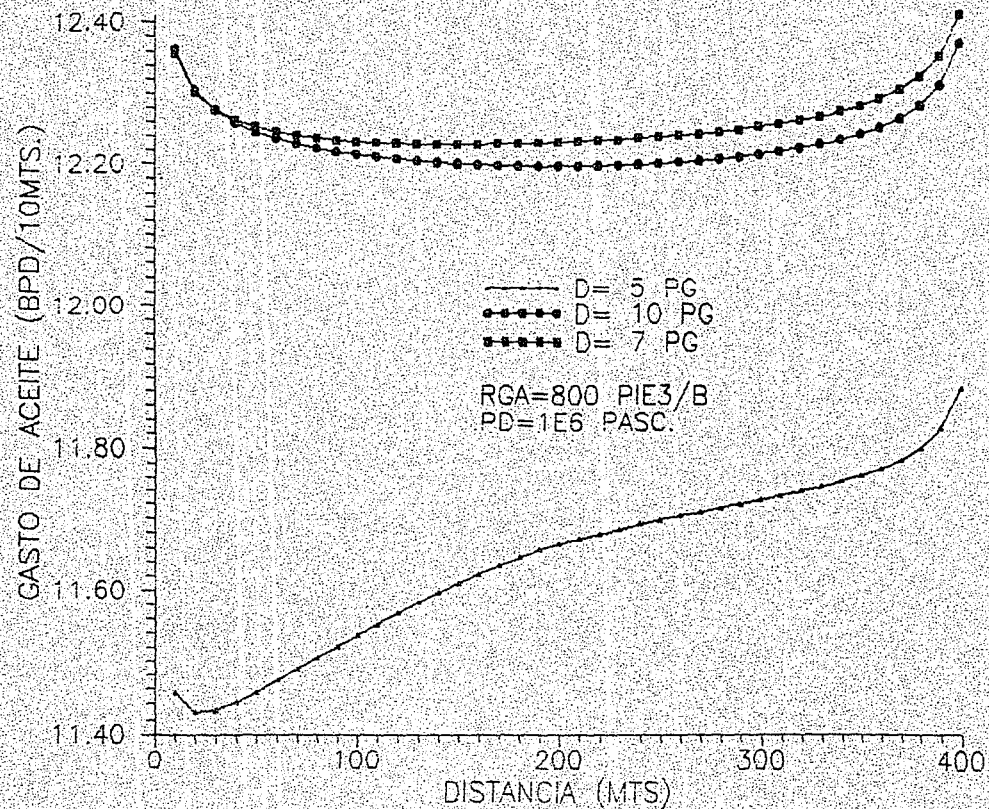


FIG. 4.16 GASTO DE ACEITE CONTRA DIAMETRO

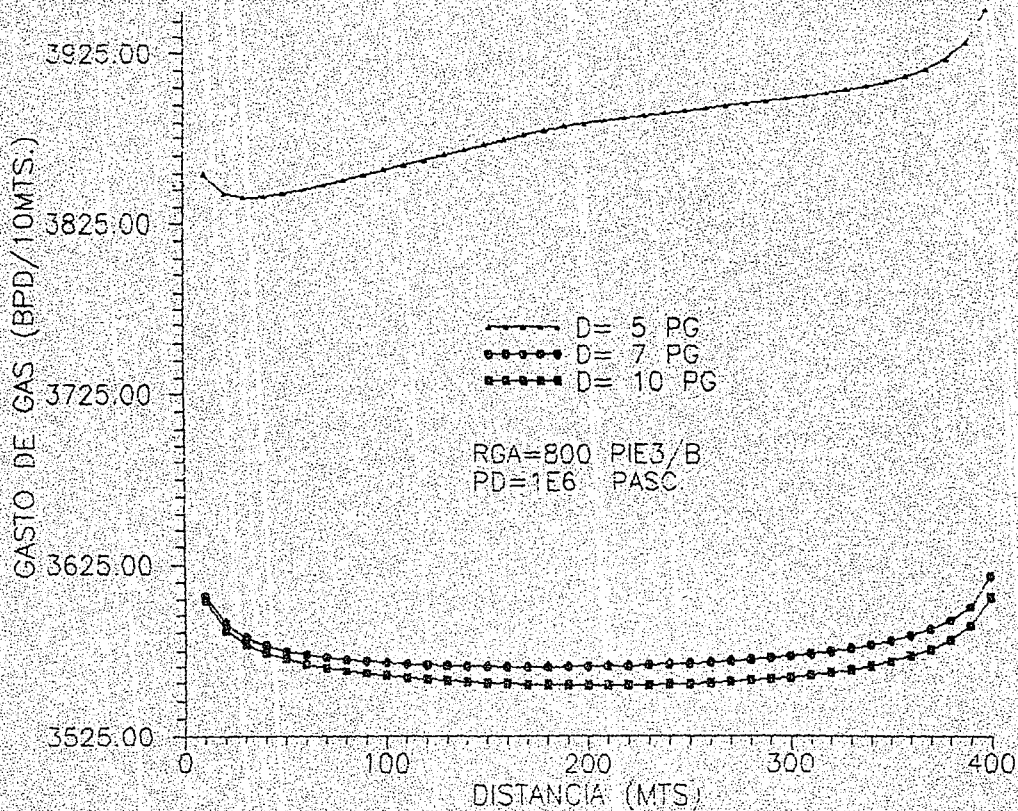


FIG 4.17 GASTO DE GAS CONTRA DIAMETRO

Las figuras 4.18, 4.19 y 4.20, contienen variaciones en la presión del talón (P_d), de presión y gasto. Puede observarse que a medida que la P_d aumenta, los gradientes de presión y gasto también aumentan. Para $P_d = 1.5 \times 10^6$ pasc., a 140 metros se presentó cambio en el patrón de flujo, de anular a estratificado, mientras que para $P_d = 2.5 \times 10^6$ pasc., el cambio se presentó a los 60 metros y para $P_d = 3.4 \times 10^6$ pasc. se dió a los 20 metros. El cambio de patrón al igual que en las gráficas anteriores se reflejó en los gastos, deformando la concavidad de las curvas, teniéndose el gasto mínimo muy cercano al talón. Esto sugiere que quizá una distribución uniforme de perforaciones a lo largo del pozo no es lo óptimo, por ejemplo: si se tiene problemas de conificación en el yacimiento. Se puede observar que a menor presión, menor gasto de aceite y de gas y viceversa.

Las figuras 4.21 a 4.26 se construyeron con el objeto de evaluar la influencia de los efectos inerciales en el yacimiento en los perfiles de presión y gasto. Para eliminar el flujo no laminar en el yacimiento, y dejar exclusivamente la aportación laminar viscosa, se hizo $\beta_1 = 0$ en la ecuación (3.6) lo que implica que $R_{e1} = 0$ en la ecuación (3.2). Las Figs. 4.16 - 4.18 corresponden a una $P_d = 3 \times 10^5$ pascales, y las Figs. 4.24 - 4.26 a una $P_d = 1 \times 10^6$ pascales. En ambos casos se presenta flujo estratificado.

Como es de esperarse, las caídas de presión en el caso laminar (sin efectos inerciales), son menores que para el caso en que se incluyen los efectos inerciales (ver Figs. 4.21 y 4.24). Además, para el mismo nivel de energía del yacimiento, las caídas adicionales de presión debidas a flujo no laminar ocasionan gastos menores para el caso en que se incluyen los efectos inerciales (ver Figs. 4.22 - 4.23 y 4.25 - 4.26).

También se observa de las Figs. 4.22, 4.23, 4.25 y 4.26, que la posición del gasto mínimo se acerca más hacia el talón del pozo cuando se incluyen los efectos inerciales en el yacimiento.

En las Figs. 4.27 a 4.29 se muestran resultados similares a los mostrados en las Figs. 4.3 - 4.5, pero con una presión en el talón de 100,000 pascales. De nuevo se observa una caída de presión menor y gastos menores para el caso de perforaciones uniformemente distribuidas (una cada metro), que para el caso en que se tienen paquetes de 10 perforaciones cada 10 metros.

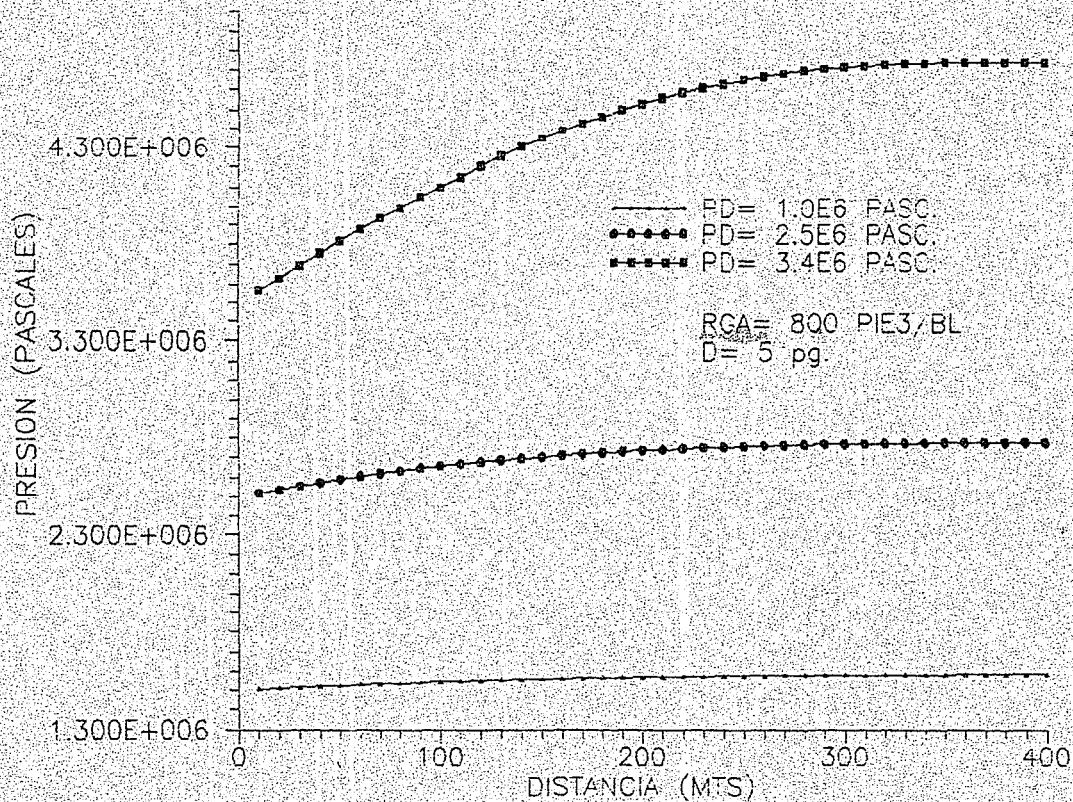
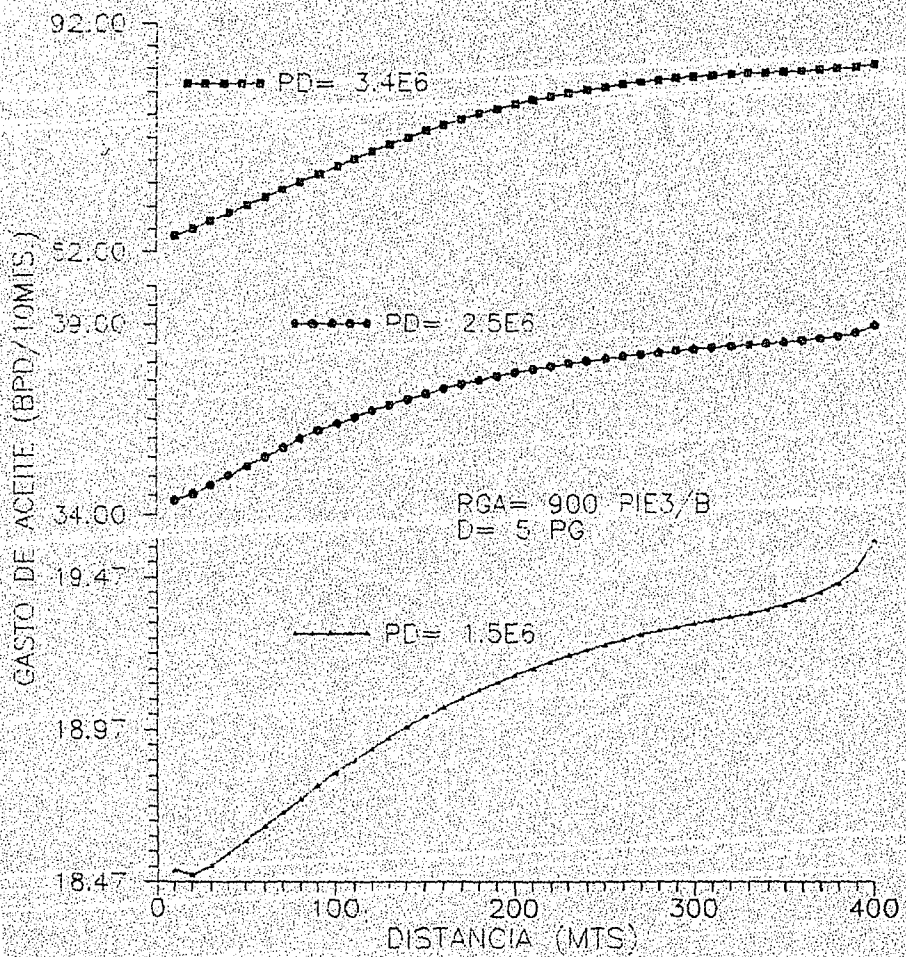


FIG. 4.18 PRESION CONTRA VARIACION DE LA PRESION EN TALON



4.19 LA PRESION CON RESPECTO A LA PRESION EN EL TALON

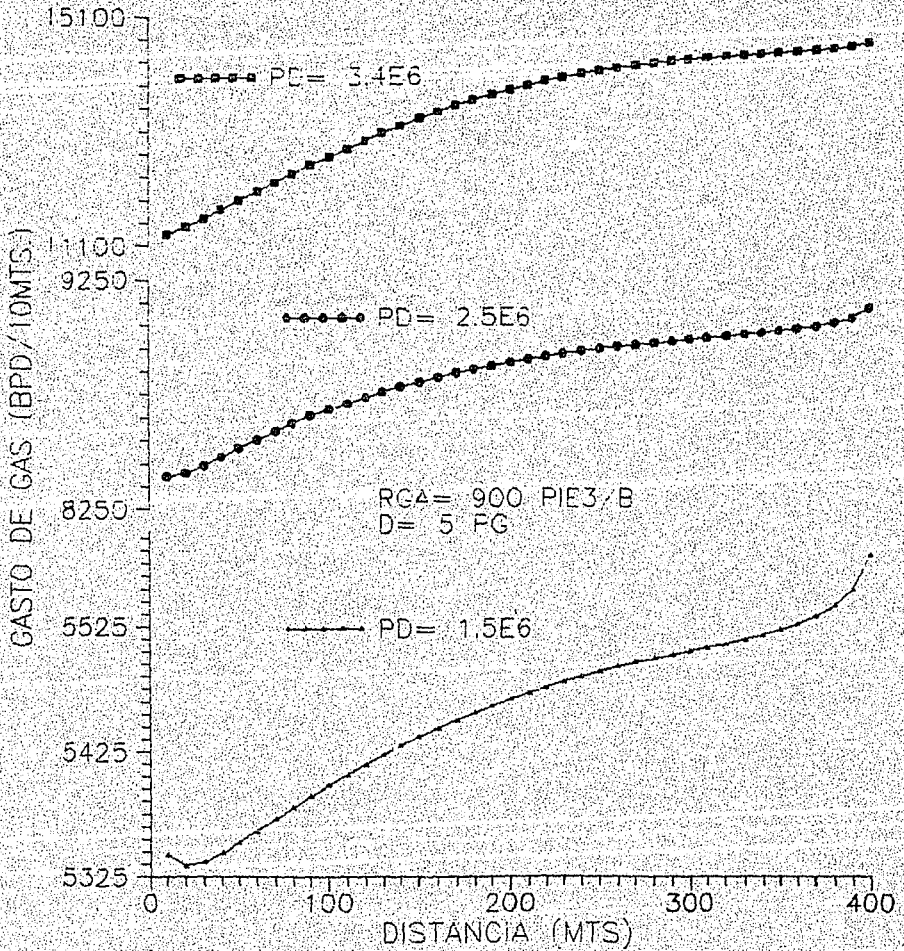


FIG. 4.20 PRESION CON RESPECTO A LA PRESION EN EL TALON

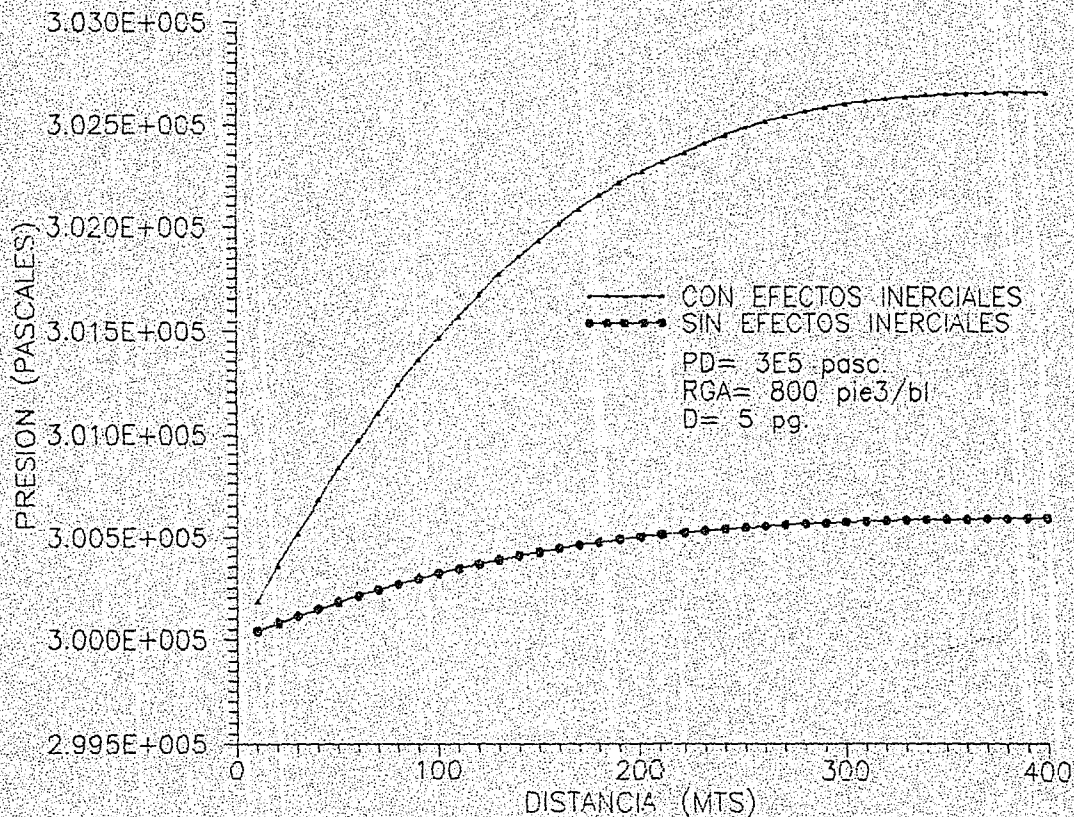


FIG. 4.21 EVALUACION DE LOS EFECTOS INERCIALES

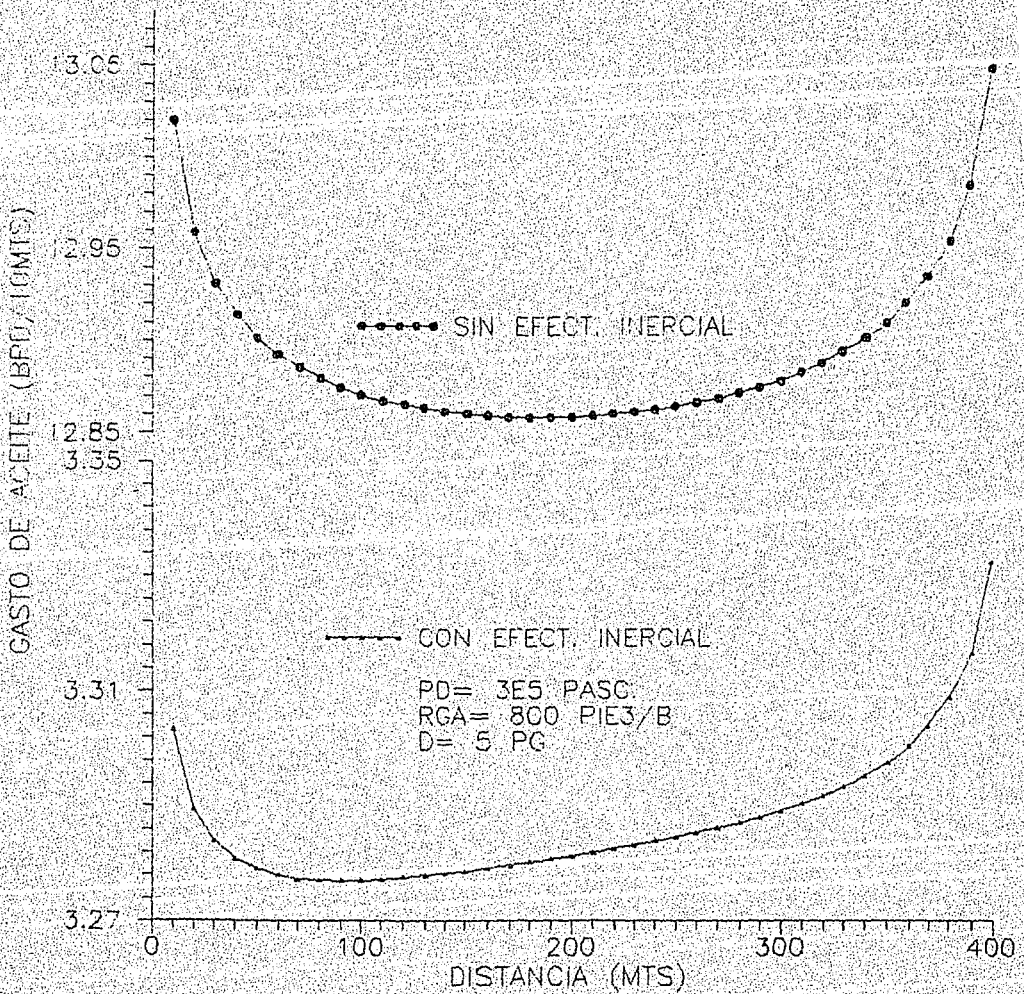


FIG. 4.22 EVALUACION DE EFECTOS INERCIALES

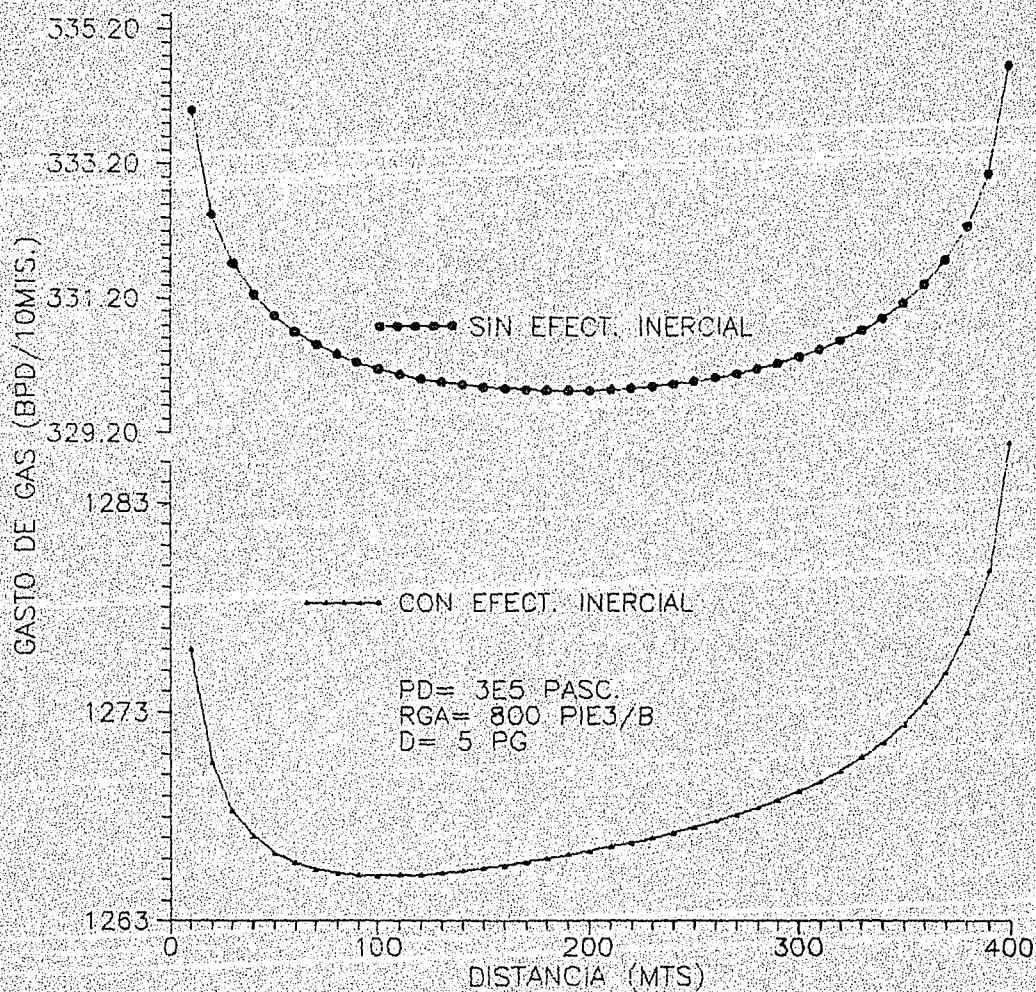


FIG. 4.23 EVALUACION DE EFECTOS INERCIALES

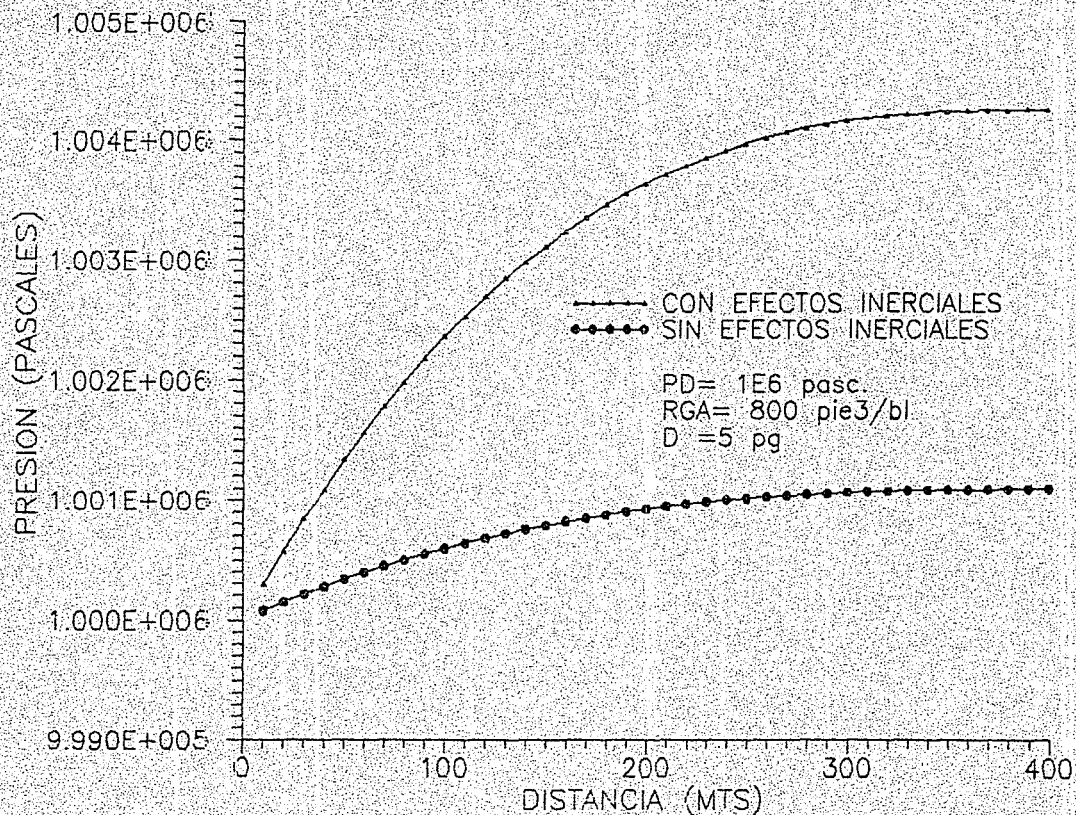


FIG. 4.24 EVALUACION DE LOS EFECTOS INERCIALES

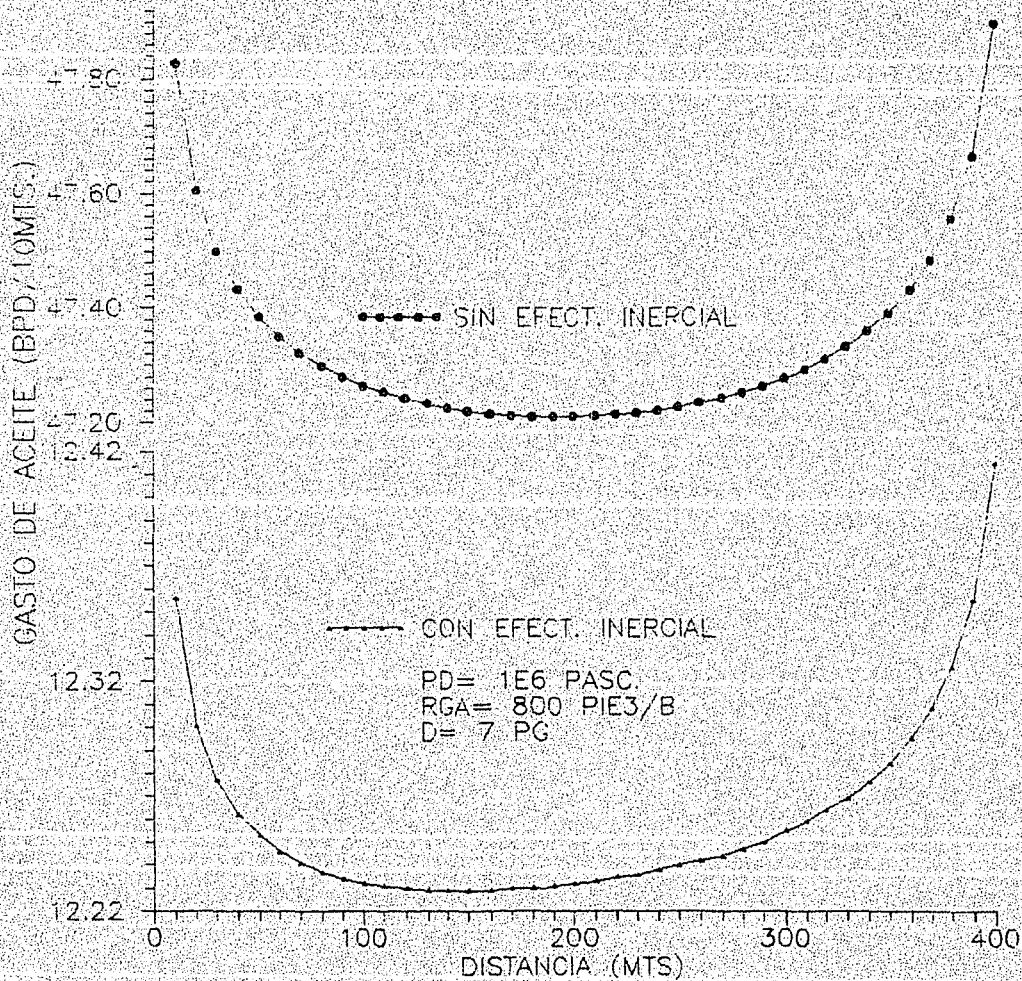


FIG 4.25 EVALUACION DE EFECTOS INERCIALES

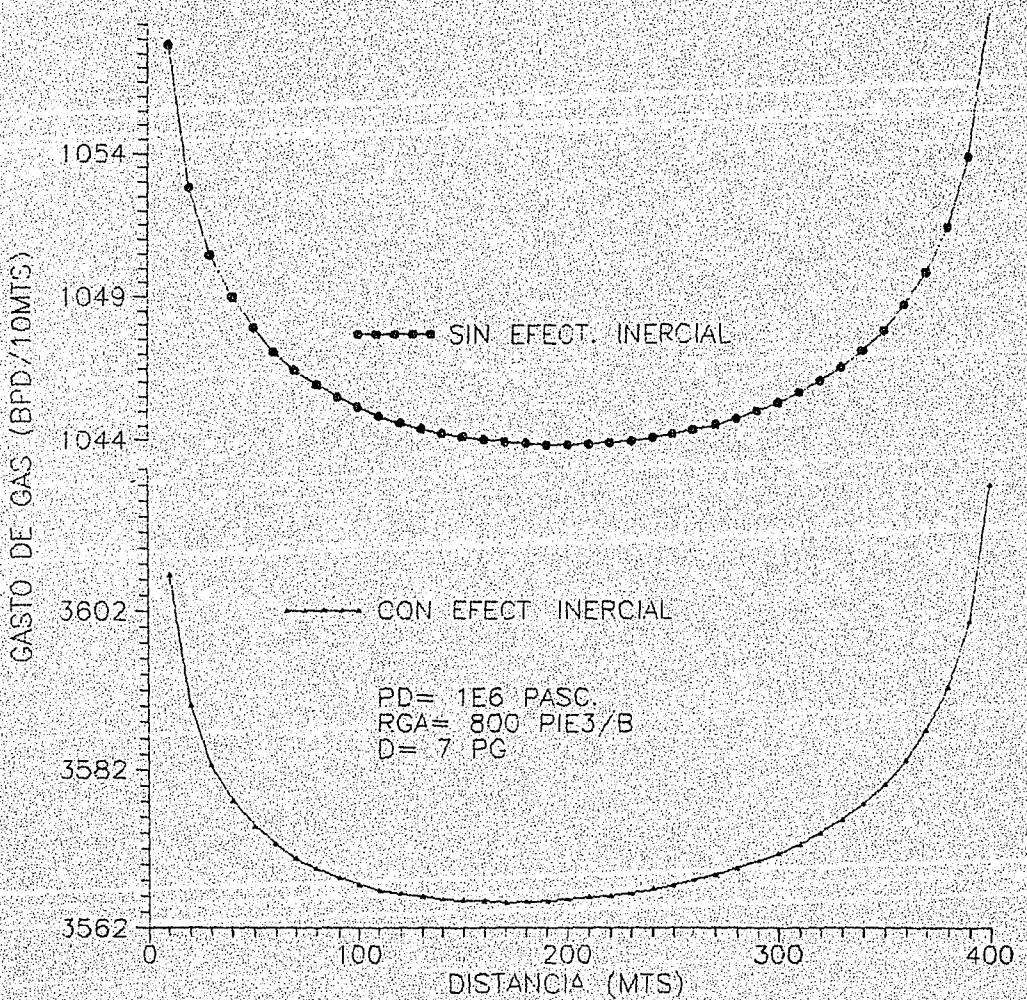


FIG. 4.26 EVALUACION DE EFECTOS INERCIALES

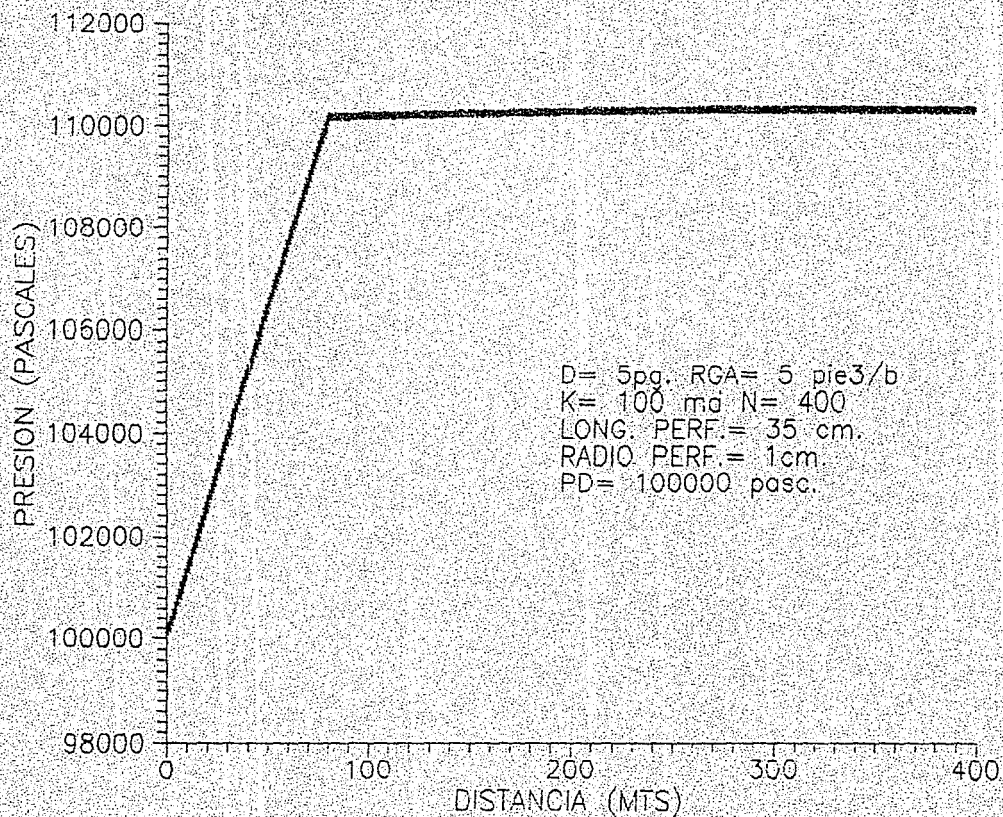


FIG. 4.27 DISTRIBUCION DE PRESIONES A LO LARGO DEL POZO

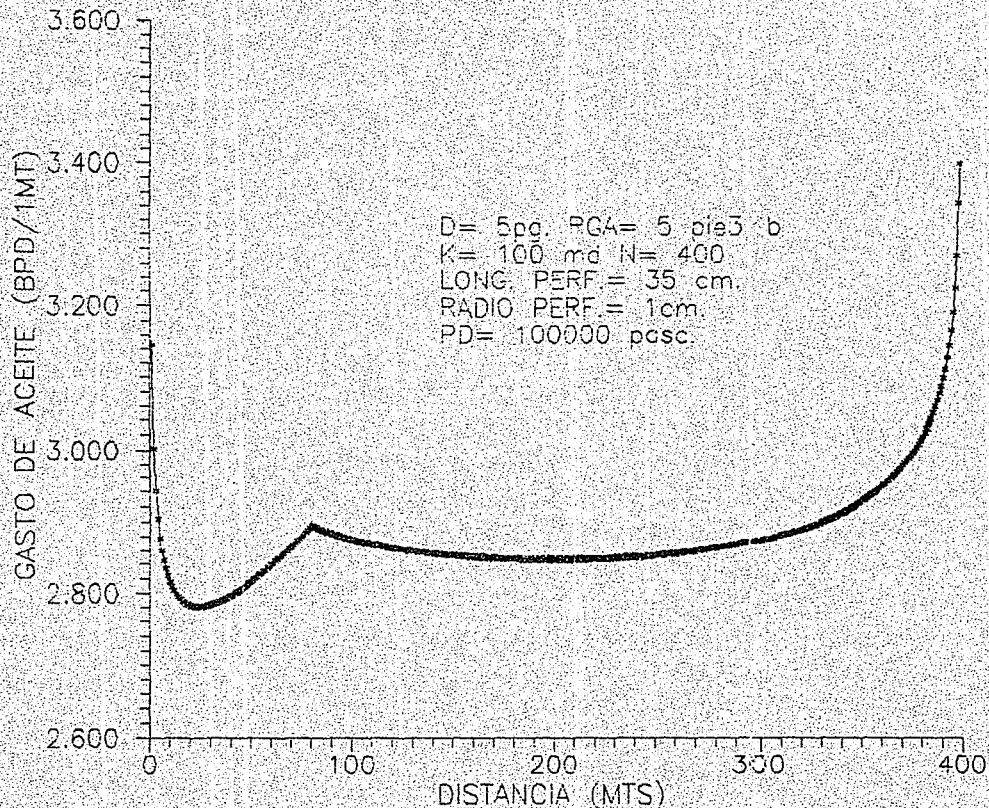


FIG. 4.28 DISTRIBUCION DEL GASTO DE ACEITE A LO LARGO DEL POZO

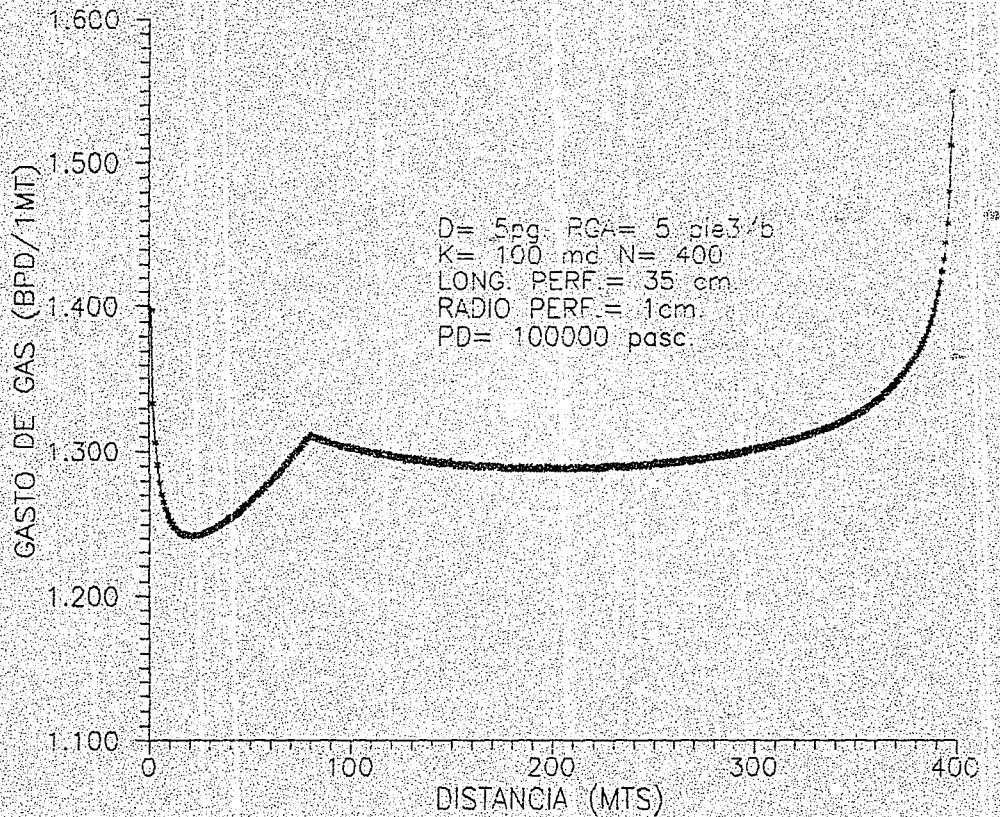


FIG 4.29 DISTRIBUCION DEL GASTO DE GAS A LO LARGO DEL POZO

También se observó una permanencia de flujo bache menor para el caso en que se tiene una perforación a cada metro, es decir, la distancia del talón a donde el patrón cambia de flujo bache a estratificado es menor para este caso. Lo cual concuerda con lo que se podía esperar desde un punto de vista físico, ya que la distribución de gastos a cada metro origina más estratificación entre las fases líquida y gaseosa que cuando se considera el gasto de 10 perforaciones cada 10 metros (esperándose más turbulencia en este caso). Así la distribución de perforaciones tiene un efecto en la distribución de patrones de flujo en el pozo.

CAPITULO V: CONCLUSIONES

Basado en los resultados presentados en este estudio, se tiene las siguientes conclusiones.

1) El comportamiento de la distribución de presiones y gastos a lo largo del pozo horizontal es fuertemente dependiente de la densidad y posición de los disparos; tal y como se observó en las figuras 4.1 y 4.6. Aunque, en ambos casos los datos utilizados fueron iguales con excepción de la distribución de los disparos, ya que en la primera se usaron paquetes de 10 perforaciones cada 10 metros; hasta completar los 400 metros de longitud del pozo, mientras que en el segundo caso, el esquema de empaquetamiento desaparece, y se distribuyen las perforaciones a cada metro. Se observan menores caídas de presión en el caso de distribución de disparos a cada metro, que para el primer caso con empaquetamiento; esto se debe principalmente a que con paquetes de 10 perforaciones entra repentinamente un gasto elevado cada 10 metros, generando caídas de presión severas. Mientras que en el segundo caso, se tiene gastos pequeños entrando a cada metro. Además, en el primer caso (con empaquetamiento) se espera que cambie más rápido de patrón de flujo, lo cual se observó al comparar las figuras 4.9 y 4.27.

La densidad y posición de los disparos no afecta de manera importante la magnitud de los gastos por perforación, observándose únicamente pequeñas variaciones, siendo los gastos mayores para el segundo caso.

2) Se observó una fuerte sensibilidad en el comportamiento de los gastos al cambio de patrón de flujo; existiendo tantas tendencias en las formas de las curvas de los gastos, como patrones existen a lo largo del pozo.

De acuerdo a lo observado en este estudio, la mayor producción de aceite y gas, por lo regular y si no hay cambios en el patrón de flujo, siempre se encuentra en los extremos (talón y punta del pozo); entonces, si se quiere obtener la mayor producción, es necesario disparar con mayor densidad en estos puntos, guardando las siguientes salvedades: a). Si existen problemas de conificación de agua y gas, lo mejor sera disparar el mayor número en el extremo del pozo; b). Si el empuje del yacimiento es por gas en solución y si se observa que al simular los disparos en los extremos, la producción de gas aumenta, entonces se recomienda utilizar un proceso de optimización de la producción de aceite, con la restricción de producción mínima de gas, para determinar cual es la posición óptima de las perforaciones.

- 3) El considerar los efectos inerciales en el yacimiento afecta el comportamiento de las caídas de presión, haciendo mayores éstas, las figuras 4.21 y 4.24 muestran claramente lo dicho anteriormente. Se observó que los efectos inerciales afectan negativamente los gastos de gas y aceite.
- 4) A medida que los requerimientos de presión en el talón aumentan, las caídas de presión se hacen más severas. El crecimiento de estas caídas no es proporcional; es mucho mayor para presiones altas en el talón. En cuanto a los gastos de gas y aceite, a mayor presión en el talón, los gastos aumentan.
- 5) El aumento en la relación gas - aceite afecta de manera sensible y proporcional las caídas de presión, en la figura 4.12 se ilustra claramente este efecto. El aumento en las caídas de presión a medida que la RGA se incrementa, se debe principalmente a la necesidad de energía para comprimir el gas presente. En cuanto a los gastos de aceite, a medida que la RGA crece, el aceite disminuye, siendo contrario para el gasto de gas.
- 6) A medida que el diámetro se hace mayor, las caídas de presión se hacen menores. Para diámetros pequeños las caídas de presión son mucho más severas; en cuanto al gasto de aceite, a mayor diámetro mayor producción; mientras que para el de gas sucede lo contrario.

NOMENCLATURA

A = Área de sección transversal (m^2)

A_c = Área núcleo en flujo anular (m^2)

A_f = Área de la película del líquido en flujo anular (m^2)

A_g = Área que ocupa el gas (m^2)

A_L = Área que ocupa el líquido (m^2)

a = Longitud de la perforación (m)

\hat{A}_G = perímetro mojado por el gas adimensional.

\hat{A}_L = perímetro mojado por el líquido adimensional.

A^{-1}_G = matriz de Landman para gas.

A^{-1}_o = matriz de Landman para aceite

A^{-1}_m = matriz de Landman

A_x = A de la ley universal de distribución de velocidades

D = diámetro del pozo (m)

D_G = diámetro hidráulico del gas (m).

D_L = diámetro hidráulico del líquido (m)

D_{TR} = diámetro interno de la tubería de revestimiento (m)

d = diámetro de la perforación (m)

$d\hat{A}_L/dH_L$ = derivada del área ocupada por el líquido respecto a su altura

dp/dx = gradiente de presión (pascales/m)

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

E_C = colgamiento del líquido en el núcleo gaseoso en flujo anular

E_f = colgamiento del líquido en la zona de gas

E_L = colgamiento del líquido en el cuerpo líquido del bache

ϵ/D = rugosidad relativa

FE = factor de arrastre

f_p = factor de fricción equivalente

f_s = factor de fricción

f^0 = factor de fricción en el tubo con horadaciones, pero sin flujo a través de ellas.

\hat{h}_L = altura del líquido adimensional

k = permeabilidad (m^2)

k_{rg} = permeabilidad relativa del gas

k_{ro} = permeabilidad relativa del aceite

L_f = longitud de la zona de gas (m)

L_s = longitud del cuerpo líquido del bache (m)

L_u = longitud del bache (m)

N_μ = número de la viscosidad

N_ω = número de weber

n = densidad de perforaciones

P_d = presión en el talón (pascales)

P_i = presión en la *i*-ésima perforación (pascales)

Q_i = sumatoria de los gastos de la *i*-ésima perforación hasta la *n*-ésima perforación (m^3/seg)

q_i = gasto en al perforación iésima (m^3/seg)

q_j = gasto de entrada por unidad de longitud ($m^3/seg/m$)

q_{tr} = gasto en al tubería-pozo (m^3/seg)

R = relación gas-aceite (pie^3/bls)

R_{oj} = número de Reynold en la posición iésima

R_s = relación de solubilidad

S_f = perímetro mojado por la película del líquido en la zona de gas del cuerpo del bache (m)

S_o = perímetro mojado por el gas (m)

S_I = perímetro de la interfase (m)

S_L = perímetro mojado por el líquido (m)

\hat{S}_G = perímetro mojado por el gas adimensional

\hat{S}_I = perímetro de la interfase adimensional

\hat{S}_L = perímetro mojado por el líquido adimensional

V = velocidad de flujo en al tubería (m/seg)

V_b = velocidad de las burbujas en el bache (m/seg)

V_f = velocidad en la capa del líquido en la zona de gas (m/seg)

V_g = velocidad cinemática del gas (m/seg)

V_L = velocidad cinemática del líquido (m/seg)

v_g = velocidad real del gas (m/seg)

v_L = velocidad real del líquido (m/seg)

v_i = velocidad en al interfase (m/seg)

v_p = velocidad de flujo a través de las perforaciones (m/seg)

v_t = velocidad de translación de la burbuja elongada (m)

v_{GS} = velocidad superficial del gas (m/seg)

v_{LS} = velocidad superficial del gas (m/seg)

v_{SGT} = velocidad superficial del gas (m/seg)

\hat{V}_G = velocidad real del gas adimensional

\hat{V}_L = velocidad real del líquido adimensional

X_i = posición de la i -ésima perforación (m)

X y Y = parámetros de Lockhart y Martinelli

α = ángulo de inclinación con respecto a la horizontal (rad)

ϵ_i = rugosidad interfacial

τ_f = esfuerzo cortante de la película de líquido en la zona de gas (N/m)

τ_s = esfuerzo cortante en el cuerpo líquido del bache (N/m)

τ_l = esfuerzo cortante en la interfase líquido-gas (N/m)

τ_{wg} = esfuerzo cortante entre la pared de la tubería y el gas (N/m)

τ_{wl} = esfuerzo cortante entre la pared de la tubería y líquido (N/m)

CAPITULO VI: REFERENCIAS

- 1.- Asheim, H., Kolnes, J. y Oudemans, P.: "A Flow Resistance Correlation For Completed Wellbore", J. Pet. Sci. Eng. 8, 97 - 104 (1992).
- 2.- Brekke, K., Johansen, T.E. y Olufsen, R.: "A New Modular Approach to Comprehensive Simulation of Horizontal Wells", SPE 26518 (1993).
- 3.- Brill, J.P. y Beggs, H.B.: "Two - Phases Flow in Pipes", (1988).
- 4.- Brince, B.W. y Miranda, J.R.: "Production Impacts on ΔP Friction in Horizontal Production Wells", SPE 23666 (1992).
- 5.- Chermisinoff, P.N. y Davis, E.J.: "Stratified Turbulent - Turbulent Gas - Liquid Flow", AIChE, J. 25, No. 1, 48 - 56, (1979).
- 6.- Chien S.F. y Rubel, M.T.: "Phase Splitting of wet Steam in Annular Flow Trough a Horizontal Impacting Tee Junction", SPE, 22764 (1991).
- 7.- Denn, M. M.: "Process Fluid Mechanics", Prentice-Hall, New Jersey, (1980).
- 8.- Dikken, B.J.: "Pressure Drop in Horizontal Wells and its Effect on their Production Performance", SPE, 19824, (1990).
- 9.- Dukler, E. A. y Hubbard, G.M.: "A Model for Gas-Liquid Slug Flow in Horizontal and Near Horizontal Tubes", I.& E. C. Fundamentals, 14, 10 - 20 (1975).
- 10.- Fortuin, H. J.M., Hart, J., y Hamersma, P.J.: "Route Selectivity for Gas-Liquid Flow in Horizontal T Junctions", AIChE, J. 36, No. 5, 805 - 808, (1990).
- 11.- Granados, C. J.: "Análisis de Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales y de poca Inclinación Aplicando Modelos Mecanicistas", Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México (en prensa).
- 12.- Guohua, Z., Brill, J. P. y Shoham, O.: "Hilly Terrain Effects on Slug Flow Characteristics", SPE 26566 (1993).
- 13.- Hart, J. Hamersma, P.J. y Fortuin, J.M.H.: "Phase Distribution During Gas/Liquid Flow Trough Horizontal Dividing T Junctions", SPE, 20647 (1990).

- 14.- Hong, K.C.: "Two-Phase Flow Splitting at a Pipe Tee", J. of Petrol. Technol. (1978).
- 15.- Islam, M.R. and Chakna, A.: "Comprehensive Physical and Numerical Modeling of a Horizontal Well", SPE 20627 (1990).
- 16.- Landman, M.J. y Goldthorpe, W.H.: "Optimization of Perforation Distribution for Horizontal Wells", SPE 23005 (1991).
- 17.- Landman, M.J.: "Analytic modelling of selectively perforated horizontal wells", J. Pet. Sci. Eng. 10, 179 - 188 (1994).
- 18.- Lord, D.L., Shah, S.N., Rein, R. G. Jr. y Lawson, J.T.: "Study of Perforation Friction Pressure Employing a Large-Scale Fracturing Flow Simulator", SPE 28508 (1994).
- 19.- Marett B.P. and Landman, M.J.: "Optimal Perforation Design for Horizontal Wells in Reservoirs with Boundaries", SPE 25366 (1993).
- 20.- Masaru, I., Brill, J. P. y Shoham, O.: "Experimental and Theoretical Investigation of Two-Phase Flow in Horizontal Well", SPE 24766 (1992).
- 21.- Masaru, I. Shimizu, N.: "Effect of Accelerational Pressure Drop in a Horizontal Wellbore", SPE 26519 (1993).
- 22.- Masaru, I., Kikuyama, K. y Mizuguchi, K.: "Flow in Horizontal Wellbores With Influx Through Porous Walls", SPE 28485 (1994).
- 23.- Novy, R.A.: "Pressure Drops in Horizontal Wells: When can they be Ignored?", SPE 24941 (1991).
- 24.- Ozkan, E., Sarica, C., Haciislamoglu, M. y Raghavan, R.: "The Influence of Pressure Drop Along the Wellbore on Horizontal Well Productivity", SPE 25502.
- 25.- Perez, G.: "Overall Performance of oil and gas Production Systems", M. S. Thesis. The University of Tulsa (1988).
- 26.- Plahn, S.V., Startzman, R.A. y Wattenbarger, R.A.: "A Method for Predicting Horizontal Well Performance in Solution Gas - Drive Reservoirs", SPE 16201 (1987).

- 27.- Sarica, C., Ozkan, E. y Hacıislamoglu, M.: "Influence of Wellbore Hydraulics on Pressure Behavior and Productivity of Horizontal Gas Well", SPE 28486 (1994).
- 28.- Shoham, O. and Taitel, Y.: "Stratified Turbulent - Turbulent Gas - Liquid Flow in Horizontal and Inclined Pipes", AIChE J. 30, No. 3, 377-385, (1984).
- 29.- Scott, S.L.: "Advances in Slug Flow Characterization for Horizontal and Slightly Inclined Pipelines", SPE 20628 (1990).
- 30.- Su, Z. and Gudmundsson, J.S.: "Friction Factor of Perforation Roughness in Pipes", SPE 26521 (1993).
- 31.- Taitel, Y., and Dukler, A.E.: "A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas - Liquid Flow", AIChE. J.22, No. 1, 47 - 55, (1976).
- 32.- Taitel, Y., Shoham, O. and Brill, J.P.: "Transient Two-Phase Flow in Low Velocity Hilly Terrain Pipelines", Int. J. Multiphase Flow 16 No.1, 69- 77 (1990).
- 33.- Wallis, G. B.: "One-Dimensional Two-Phase Flow", McGraw-Hill (1969).
- 34.- Xiao, J.: "A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines", M. S. Thesis. The University of Tulsa (1990).
- 35.- Xiao, J. and Shoham, O.: "Evaluation of Interfacial Friction Factor Prediction Methods for Gas/Liquid Stratified Flow", SPE 22765 (1991).