

01174

2

200

DIVISION DE INVESTIGACIONES

FACULTAD ING.

DESARROLLO DE CORRELACIONES EXPERIMENTALES PARA
FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS

PRESENTA:

FLOSTINO A. FUENTES N.

MAESTRO EN INGENIERIA
(PETROLERA)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1990.



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.

Página.

CAPITULO 1.

1.	INTRODUCCION.	1-1
1.1	ESQUEMA DEL DESARROLLO DEL FLUJO MULTIFASICO	1-3
1.2	REVISION DE LOS ESTUDIOS COMPARATIVOS MAS RECIENTES	1-6
1.3	PRINCIPIOS DEL FLUJO MULTIFASICO	1-11
1.3.1	LA ECUACION GENERAL DEL ENERGIA	1-11

CAPITULO 2.

2.	METODOS DE CALCULO EN EL FLUJO MULTIFASICO	2-1
2.1	METODOS PARA FLUJO MULTIFASICO HORIZONTAL	2-2
2.1.1	METODO DE BERTUZZI ET AL	2-3
2.1.2	METODO DE EATON ET AL	2-6
2.1.3	METODO DE BEGGS Y BRILL	2-10
2.2	METODOS PARA FLUJO MULTIFASICO VERTICAL	2-16
2.2.1	METODO DE POETTMANN Y CARPENTER	2-16
2.2.2	METODO DE ORKISZEWSKI	2-21
2.2.3	METODO DE HAGEDORN Y BROWN	2-24
2.3	CONDICIONES MAS APROPIADAS PARA CADA METODO	2-29

CAPITULO 3.

3.	METODOS HIBRIDOS DE FLUJO MULTIFASICO	3-1
3.1	METODO HIBRIDO CALGARY	3-2
3.1.1	METODO DE HUGMARK	3-3
3.1.2	METODO DE CHENOWETH Y MARTIN	3-6
3.1.3	METODO DE AGRAWAL ET AL	3-8
3.1.4	METODO DE CHAWLA	3-12
3.1.5	METODO DE DUCKLER ET AL	3-15
3.1.5	METODO DE LOCKHART Y MARTINELLI	3-16
3.1.6	METODO DE BEGGS Y BRILL	3-19
3.2	ESTUDIO A REALIZAR	3-20

CAPITULO 4.

4.	ANALISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	4-1
4.1	DATOS DE CAMPO	4-1
4.2	PROCEDIMIENTO DE ANALISIS	4-2
4.3	ANALISIS DE RESULTADOS	4-4
4.4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	4-6

DESARROLLO DE CORRELACIONES HIBRIDAS PARA FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS.

1. INTRODUCCION.

En los últimos 25 años se han publicado cientos de artículos sobre diversos aspectos del flujo simultáneo de gases y líquidos. Muchos de estos artículos tratan sobre métodos para correlacionar y predecir el colgamiento y la caída de presión para condiciones de flujo dadas, generalmente un cierto número de datos sirven de apoyo al método propuesto en un mayor o menor grado. Desafortunadamente, la mayoría de estos métodos resultan sólo útiles para un régimen de flujo en particular, un sistema gas-líquido específico, y tienen por tanto, una aplicación reducida para un rango amplio de condiciones. Algunos métodos se han propuesto como de aplicación general, pero aún estos muestran que pueden estar sujetos a grandes errores para un cierto régimen de flujo o sistema de flujo dado.

Todo esto dá como resultado que el diseñador de sistemas de producción del petróleo se enfrenta con que existen un sin número de métodos por seleccionar, muchos de ellos no son todo lo claro que se necesita para su fácil aplicación o de bases de investigación vagas, lo que hace que exista una base pobre o casi irracional para realizar una discriminación adecuada. Por lo que, la tendencia entre los diseñadores, con conocimientos reducidos sobre el flujo multifásico, es seleccionar el método más simple o con el que se encuentren más familiarizados, y hacer esto para casi cualquier

circunstancia; en el caso de las personas más experimentadas esta selección se realiza con fundamento en las condiciones de flujo (aceite negro, alta RGA, terreno montañoso).

En un esfuerzo de proveer de un procedimiento sistemático para la selección y el empleo de los métodos de flujo multifásico, se va a realizar una evaluación de los métodos más conocidos, con el objetivo principal de obtener una estrategia de diseño, la cual permita utilizar la correlación o modelo más apropiado para una determinada condición, que lógicamente marcará el problema de diseño que se esté tratando; es decir desarrollar correlaciones híbridas que permitan a los usuarios de las correlaciones, obtener mejores resultados en el diseño de tuberías o la predicción de condiciones de flujo.

1.1 ESQUEMA DEL DESARROLLO DEL FLUJO MULTIFÁSICO.

Los problemas de diseño que implican el uso de correlaciones para flujo multifásico, se encuentran de manera frecuente en el campo operación de la ingeniería petrolera de producción. Por otra parte, la tecnología del flujo de dos fases es de gran importancia para los ingenieros químicos, dado su estrecha relación con el manejo de calentadores, condensadores, intercambiadores de calor, reactores, etc. Es por tanto común, que muchos de los conceptos y correlaciones que originalmente fueron desarrollados para su aplicación dentro de la ingeniería petrolera sean generalizados para su empleo con otros fluidos diferentes al aceite y gas natural, lo que ha favorecido el hecho de que se tengan actualmente diversas áreas de aplicación y una extensa investigación sobre el tema (líneas de conducción de petróleo y gas de gran distancia, la explotación de la energía geotérmica, la producción de petróleo y gas en plataformas marinas, la investigación sobre la explotación de recursos de los suelos marinos. etc.).

En el flujo multifásico, el problema básico de ingeniería es calcular la distribución de presión en el conducto en cuestión, lo cual puede ser esquematizado de la siguiente manera: el conocimiento de la geometría del conducto, las propiedades físicas de las fases, las condiciones prevalecientes en el sistema, y el empleo del método que permita calcular el perfil de presiones a lo largo de la tubería.

A través de los años, un cierto número de investigadores del flujo multifásico vertical correlacionaron tanto el resbalamiento de las fases como las pérdidas de presión por fricción por medio de un simple factor de pérdida de energía único¹⁻⁶. El resultado de este esfuerzo

es que, las correlaciones determinadas no son de aplicación general como lo buscaron los investigadores, debido a que éstas no consideran los efectos de todas las variables pertinentes, y algo más importante aún, es que no reflejan los efectos de los diversos patrones de flujo.

Investigadores de otras escuelas⁷⁻¹⁴ seleccionaron definir, medir y predecir el resbalamiento o el colgamiento como un parámetro intermedio que permitiera calcular la caída de presión. Este tipo de investigación, con las consideraciones de balance de energía, permite la interpretación del gradiente de presión como la suma de tres gradientes: densidad, aceleración y fricción.

Pero no ha de olvidarse que, una de las principales razones de que la mayoría de las correlaciones fallaran, fue la coexistencia de los diversos patrones de flujo dentro de la tubería. De hecho, si uno pudiera colocarse dentro de la tubería de un pozo y viajar con el flujo desde el fondo a la cabeza, seguramente observaría la sucesión de los siguientes patrones a diversas profundidades: (1) flujo monofásico de fase líquida, (2) flujo burbuja, (3) flujo bache, (4) flujo transición, y finalmente (5) flujo niebla. Es claro, que cualquier correlación desarrollada para cualquier patrón de flujo será inadecuada para describir el flujo en toda la tubería.

En 1967, Orkiszewski¹⁵ re-examinó todas las correlaciones más conocidas para compararlas con los datos que había medido en 22 pozos productores de aceite pesado en Venezuela. El propuso que las correlaciones de Duns-Ros¹⁴ para el flujo transición y niebla, y las de Griffith-Wallis⁸ para el flujo burbuja pudieran ser usadas, para predecir la caída de presión en sus regímenes respectivos. Este tipo de aproximación le permite a Orkiszewski combinar la mejor parte de cada método, dentro de un algoritmo para calcular las caídas de presión.

En resumen, todos los trabajos más recientemente realizados, en el período de 1935 a 1972, pueden clasificarse dentro de tres grupos:

1. Trabajos que no consideran el resbalamiento, los patrones de flujo.
2. Trabajos que consideran el concepto de resbalamiento, pero no los regímenes de flujo, y
3. Trabajos que consideran tanto el concepto de resbalamiento (relacionando el colgamiento) como los patrones de flujo.

Los trabajos anteriormente mencionados son en su mayoría para sistemas de flujo de dos fases vertical. Existen muy pocos estudios sobre flujo bifásico inclinado y prácticamente ninguno sobre flujo de dos fases en tuberías "curvilíneas". Sobre flujo inclinado, los trabajos de Baker¹⁷ y Flanigan¹⁸, así como también la tesis de Savigny¹⁹, quedan clasificados dentro del primer grupo. Un cierto número de investigadores estudiaron el flujo bache en tuberías inclinadas²⁰⁻²³; sus trabajos estan por lo tanto restringidos a un cierto patrón y son solo útiles para un cierto grado de inclinación.

El problema del flujo inclinado descendente, ha sido estudiado por Sevigny, sin considerar los patrones de flujo. Un estudio reciente de Greskovich²⁴, para flujo segregado de descendente está íntimamente ligado con la predicción del colgamiento.

Los estudios realizados para conocer el efecto de los parámetros físicos y las condiciones de operación sobre los

regímenes de flujo en el flujo multifásico ha sido extenso²⁴⁻²⁶. Algunos de estos estudios discernen los patrones de flujo de las tendencias determinadas en curvas de caída de presión, otros de observaciones directas en laboratorio.

Es claro pues la gran cantidad de literatura existente sobre el tema, se han citado solamente algunos trabajos como muestra de la gran investigación que se realiza. El objetivo del trabajo a desarrollar involucra la creación de un método computarizado, diseñado de tal forma que primero se determine el patrón de flujo prevalescente en un determinado punto de la tubería, y entonces se emplee la mejor correlación disponible en la literatura para predecir los gradientes de presión por elevación, pérdidas irreversibles (fricción) y aceleración para el régimen de flujo en particular antes de iterar para el próximo incremento de longitud. El método originalmente introducido por Orkiszewski, será seguido en este trabajo. El modelo buscado incluirá mejoras de tal forma que pueda ser fácil la obtención de su algoritmo, y por ende rápidamente programado para predecir el colgamiento y la caída de presión del flujo de dos fases a través de sistemas verticales, inclinados y curvilíneos.

1.2 REVISION DE LOS ESTUDIOS COMPARATIVOS MAS RECIENTES.

En los últimos años, se han efectuado muchos estudios para evaluar la caída de presión en las tuberías con flujo multifásico. Estos estudios pueden dividirse dentro de dos grupos:

1. Estudios comparativos para la verificación de un nuevo modelo de flujo multifásico.
2. Estudios comparativos para determinar que modelo se comporta mejor para un gran número de datos medidos.

Dichos estudios son:

Orkiszewski desarrolló una correlación con base en los datos obtenidos de 148 pozos, de los cuales, los datos de 22 casos habían sido previamente publicados. Según lo reportó el autor, su método se comporta de mejor manera que los modelos desarrollados por Hagerdorn-Brown y Duns-Ros. Un estudio posterior, realizado por Español^{2º} empleando datos nuevos tomados de un total de 44 pozos, confirmaron algunos de los resultados obtenidos por Orkiszewski, aunque las diferencias encontradas entre las correlaciones no fue tan significativa como la reportada por él.

Camacho^{3º} estudió cinco correlaciones, con base en datos medidos de 111 pozos con altas relaciones gas/líquido. Ninguno de los pozos estaba en flujo niebla, como lo definieron las correlaciones de Duns-Ros o Orkiszewski, aunque la más alta RGL fue de 787,000 pie³/bl. Muchos de los datos eran de pozos de productores de gas con ligeras cantidades de agua. El autor concluyó que ninguno de los métodos fue lo suficientemente adecuado para cubrir todo el rango de RGL. De manera curiosa, Camacho determinó que una de las correlaciones más sencillas era la que mejor se había comportado, este es el modelo de Fancher-Brown, seguida por la correlación de Poettmann. Los métodos de Duns-Ros y Orkiszewski se comportaron mejor cuando se restringió el flujo niebla para $GLR > 10,000$ pie³/bl.

Messulam^{3º} realizó otro estudio en 1970, empleando los datos de 434 pozos. El autor empleó los datos publicados por Baxendell, Fancher y Brown, Hagerdorn y Brown, Orkiszewski, Poettmann y Carpenter, así como también datos no publicados. Messulam concluyó que el método más preciso era el de Hagerdorn-Brown, el Orkiszewski lo considera como bueno, y al de Duns-Ros como el menos adecuado. Ninguno de las correlaciones fue lo suficientemente exacta para todos los casos. El método de Hagerdorn-Brown fue modificado, se

empleó el modelo de Griffith para el caso de existir flujo burbuja y se incluyó la restricción de que el valor del colgamiento del líquido no debería de ser menor que el valor del colgamiento sin resbalamiento.

Lawson y Brill³² realizaron un estudio con base en datos de 726 pozos. En el trabajo se compararon los métodos de Poettmann-Carpenter, Duns-Ros, Hagerdorn-Brown y Orkiszewski. Se determinó que ninguno de los métodos era superior para todo el rango de datos. En general, la correlación que mejores resultados arrojó fue la la Hagerdorn-Brown, seguida por la de Orkiszewski y la de Fancher-Brown. Lawson y Brill no obtuvieron los resultados que presenta Orkiszewski en su trabajo, empleando los mismos datos que este utilizó. La diferencia encontrada fue significativa, pero aún con eso la correlación de Orkiszewski dió los mejores resultados en cuanto a desviación estandar y error porcentual promedio, para con sus datos.

Vohra et al³³ evaluó tres nuevos modelos utilizando los mismos datos empleados por Lawson-Brill. Los resultados de su estudio muestran que el método de Aziz et al³⁴ dió los mejores resultados, seguido por el método de Beggs y Brill³⁵ y el de Chierici et al³⁶. Pero aun así, de acuerdo a la investigación de Lawson-Brill, ninguna de los nuevos métodos da mejores resultados que la correlación de Hagerdorn-Brown. El método de Azis et al y el de Orkiszewski dieron resultados muy similares, con el hecho de que el método de Orkiszewski bajopredice la caída de presión y Azis et al la sobrepredice. Esto concuerda con los resultados obtenidos por Aziz et al, para 48 pozos, en donde concluye que su método y el de Orkiszewski dan casi los mismos resultados, mientras que el método de Hagerdorn-Brown fue ligeramente superior y el de Duns-Ros ligeramente inferior.

Chierichi et al desarrolló un correlación, la cual

verificó mediante los datos de 31 pozos. Los autores adecuaron sus correlaciones PVT mediante el uso de datos PVT medidos. Los resultados estadísticos obtenidos fueron muy buenos. Vohra et al compararon sus resultados con los obtenidos por Chierichi, para de esa forma verificar su programa de cómputo, pero la desviación estandar y el error porcentual promedio fueron más altos que los reportados por Chierichi; por lo cual, Vohra et al desecharon los datos de los pozos 11 al 13, para así obtener los mismos resultados estadísticos.

Robinson³⁷ realizó un estudio de 286 pozos desviados, tomando los datos de banco de información de la Universidad de Tulsa (TUFFP-DB). Concluye que los resultados obtenidos son más exactos cuando los cálculos se realizan del fondo del pozo a la cabeza en lugar de viceversa. El método de Duns-Ros presentó los mejores resultados cuando los cálculos se hicieron de esta forma, mientras que la correlación de Hagerdorn-Brown se comportó mejor con cálculos de la cabeza al fondo.

Brown³⁸ utilizó 35 pruebas tomadas a 3 pozos en un estudio en el cual combina el pozo con una red de flujo. El método de Beggs-Brill es el que se comportó de mejor manera, en comparación con el método de Orkiszewski, Aziz et al y un modelo que no considera el colgamiento del líquido. El autor puntualiza que los resultados obtenidos con datos típicos de un campo en particular pueden diferir de los resultados obtenidos con datos de muy diversas condiciones.

Ibe³⁹ realizó un estudio en el año de 1979, en donde empleó datos tomados de TUFFP - DB, eliminando además los datos utilizados por Hagerdorn-Brown en el desarrollo de su modelo. En este estudio se concluye que el método de Hagerdor-Brown se comportó mejor en predecir la caída de presión en 891 pozos utilizados. Esto concuerda con los resultados obtenidos por Lawson-Brill y Vohra, los cuales a

su vez emplearon datos del mismo banco. El autor también dividió los datos en dos grupos: pozos verticales y pozos direccionales. Los datos incluían a 289 pozos direccionales, 30 más que los estudiados por Robinson. El estudio arroja que el método de Hagerdorn-Brown es el que mejor se comporta, debiéndose agregar además que los datos adicionales cambian significativamente los resultados obtenidos en algunas correlaciones en comparación con los resultados de Robinson.

Rossland⁴⁰ en el año de 1981, realiza una investigación sobre el comportamiento de las correlaciones más conocidas, para comprobar su efectividad al emplearse pozos de alta productividad. Para ello se emplearon datos de 130 pozos de cuatro diferentes campos. Cada uno de los métodos se probaron empleando correlaciones PVT ajustados mediante datos de laboratorio. Como resultado del estudio se obtiene que el método de Hagerdorn-Brown modificado, proporciona los mejores resultados estadísticos, el modelo de Beggs-Brill sobrepredice el colgamiento del líquido y la fricción, el método de Orkiszewski sobrepredice la caída de presión cuando se tienen valores bajos del colgamiento. No se encontró efectos del ángulo de inclinación de la tubería en el valor de caída de presión.

Es claro que de todos los estudios presentados, el método de Hagerdorn-Brown parece ser el que mejores resultados arroja, pero ningún método es lo bastante preciso para realizar los cálculos para todas las condiciones. Como Brown puntualizó, los resultados obtenidos con los datos típicos de un campo en particular pueden diferir de los obtenidos al emplear datos derivados de muy diversas condiciones.

1.2 Principios del Flujo Multifásico.

El flujo multifásico en tuberías se define como el movimiento conjunto de gas y líquidos a través de las mismas. El gas y el líquido pueden existir como una mezcla homogénea o fluir conjuntamente como fases separadas, generando de esta forma lo que se denomina patrones de flujo, entendiéndose por ello las diferentes configuraciones que tienen el líquido y el gas en su movimiento a través de las tuberías. La distribución de una fase con respecto a la otra es muy importante para poder hacer una distinción entre los diversos patrones o tipos de flujo. El gas puede estar fluyendo con dos líquidos, normalmente aceite y agua, existiendo en tal forma la posibilidad de que éstos se encuentren emulsificados.

Los problemas de flujo multifásico pueden ser divididos dentro de cuatro categorías principales: (1) flujo multifásico vertical, (2) flujo multifásico horizontal, (3) flujo multifásico inclinado o "curvilíneo" y (4) flujo multifásico a través de estranguladores y conexiones.

1.2.1 La Ecuación General de Energía.

La base teórica para muchas de las ecuaciones de flujo es la Ecuación General de Energía, es decir, la ecuación que permite realizar el balance de conservación de energía entre dos puntos de un sistema. Una vez obtenida la ecuación de balance, mediante el uso de principios termodinámicos, puede modificarse de tal forma para obtener una ecuación de gradiente de presión que es fundamental dentro del flujo multifásico.

La ecuación de energía simplemente se obtiene al realizar un balance de la energía que posee un fluido dentro de un volumen de control, más cualquier trabajo realizado por

o sobre el fluido, más la energía de calor adicionada o tomada por el fluido, más cualquier cambio de energía con respecto al tiempo dentro del volumen de control, que deberá ser igual a la energía liberada en el volumen de control. La Fig. 1.1 puede ser usada para ilustrar este principio.

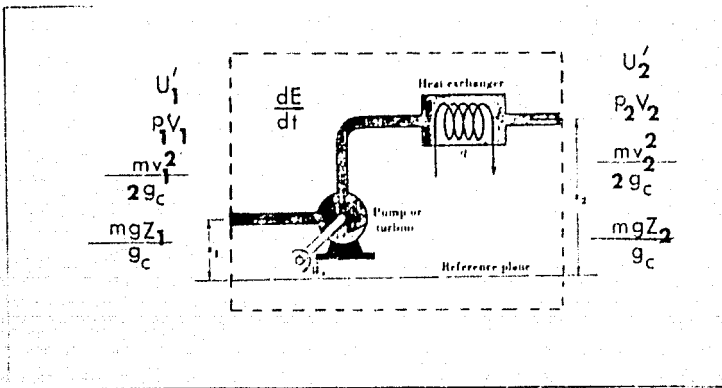


FIG. 1.1 FLUJO A TRAVES DE UN SISTEMA DE CONTROL.

Esta ecuación puede resolverse de tal forma de obtener el gradiente de presión (la ecuación considera positiva la caída de presión en la dirección del flujo) :

$$\frac{dp}{dL} = -\frac{g}{gc} \rho \sin \phi + \frac{\rho v}{gc} \frac{dv}{dL} + \left(\frac{f m v^2}{2 g_c d} \right) \dots 1.1$$

pudiendo facilmente identificarse :

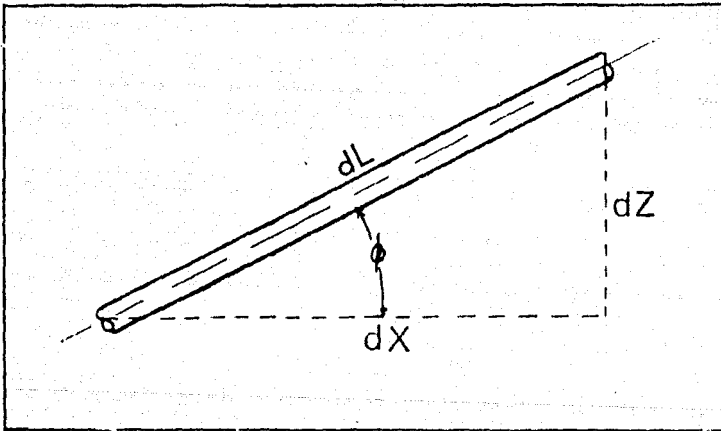
$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_{total} = \left(\frac{dp}{dL} \right)_e + \left(\frac{dp}{dL} \right)_{ac} + \left(\frac{dp}{dL} \right)_f$$

Donde:

$\left(\frac{dp}{dL} \right)_e$ = gradiente de presión por elevación.

$\left(\frac{dp}{dL} \right)_{ac}$ = gradiente de presión por aceleración.

$\left(\frac{dp}{dL} \right)_f$ = gradiente de presión por pérdidas irreversibles (generalmente se trabaja como fricción)



Bibliografía.

1. Baxendell, P. B. y Thomas, R.: "The Calculation of Pressure Gradients in High Flowing Wells", J. Pet. Tech., 1023-1028, Octubre, 1961; Trans. AIME, 222.
2. Fancher, G. H. Jr y Brccwm, K. E.: "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing", Soc. Pet. Eng. J., 59-69, Marzo 1963; Trans. AIME, 228.
3. Gaiter, O. D., Winkler, H. W. y Kirkpatrick, C. V.: "Single and Two Phase Fluid Flow in Small Vertical Conduits Including Annular Configurations", J. Pet. Tech., 309-320, Marzo, 1963; Trans. AIME, 228.
4. Govier, G. W. y Short, W. L.: "The Upward Vertical Flow of Air Water Mixtures", Cdn. J. Chem. Eng., 36, 195, Octubre 1958.
5. Poettman, F. H. y Carpenter, P. G.: "The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Applications to the Gas-Lift Installations", Drill. and Prod. Prac., API, 257, 1952.
6. Tek, M. R.: "Multiphase Flow of Water, Oil and Natural Gas Through Vertical Flow Strings", J. Pet. Tech, 1029-1036, Octubre, 1961, Trans. AIME, 222.
7. Ros, N. C. J. : "Simultaneous Flow of Gas and Liquid as Encountered in Well Tubing", J. Pet. Tech., 1037-1049, Octubre, 1961, Trans. AIME, 222.
8. Griffith, P. y Wallis, G. B.: "Two Phase Slug Flow", Journal Heat Transfer Trans., ASME, 307-320, Agosto, 1961.
9. Hagedorn, A. R. y Brown, K. E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two Phase Flow in Vertical Small Diameter Vertical Conduits", J. Pet. Tech., 475-484, Abril, 1965.
10. Hughmark, G. A.: "Holdup in Gas-Liquid Flow", Chemical Eng. Prog., Vol. 58, No. 4, 62, 1962.
11. Hughmark, G. A. y Pressburg, B. S. : "Holdup and Pressure Drop with Gas-Liquid Flow in Vertical Pipe", AIChE Jour., 7, 677, Diciembre 1961.
12. Moore, T. V. y Wilde, H. D. : "Experimental Measurements of Slippage in Flow Through Vertical Tubes", Trans. AIME, 92, 296-319, Octubre, 1930.
13. Moore, T. V. y Schilthuis, R. J. : "Calculation of Pressure Drops in Flowing Wells", Trans. AIME, 103, 170-190, 1933.
14. Duns, H Jr y Ros, N. C. J. : "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures from Boreholes", Proc. Sixth World Pet. Cong., Frankfurt, 1963, Paper 22-P.D., 6.
15. Orkiszewski, J.: "Predicting Two Phase Pressure Drops in Vertical Pipes", J. Pet. Tech., Junio, 829-838, Junio, 1967.
16. Gould, T. L. y Tek, M. R. : "Digital Simulation of Unsteady State Vertical Two Phase Flow", Proc. Conference on Natural Gas Research and Technology, AGA-IGT, Chicago, 1971.
17. Baker, O. : "Effect of Hills on Two Phase Pressure Drop", Oil and Gas Jour., 58, 150, Noviembre, 1958.

18. Flannigan, O. : "Effect of Uphill Flow on Pressure Drop in Design of Two Phase Gathering System", Oil and Gas Jour., 56, 132, Marzo, 1958.
19. Sevigny, R. : "Investigation of Isothermal Co-Current Two Fluid, Two Phase Flow in an Inclined Tube", PhD. Thesis, U. of Rochester, Rochester, N.Y., 1962.
20. Bonderson, L. W. : "An Analysis of Pressure Drops and Void for a Two Phase Slug Flow in Inclined Pipes", MS Thesis, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, 1969.
21. Bonnacaze, R. H., Erskine, W. y Greskovich, E. J. : "Holdup and Pressure Drop for Two Phase Slug Flow in Inclined Pipelines", AIChE Journal, 17, 1109, Septiembre 1971.
22. Singh, G. y Griffith, P. : "Determination of Pressure Drop Optimum, Pipe Size for a Two Phase Slug Flow in a Inclined Pipe", J. of Eng. Inf., Trans. ASME, 717, Noviembre, 1970.
23. Zukozki, E. E. : "Influence of Viscosity Surface Tension and Inclination Angle on Motion of Long Buble in Closed Tubes", J. Fluid Mech., 25, 821, 1966.
24. Greskovich, E. J. : "Holdup Predictions of Stratified Downflow of Gas Liquid Mixtures", Ind. and Eng. Chem. Process Design Development, 11, 81, 1972.
25. Gould, T. L. : "Vertical Two Phase Flow in Oil and Gas Wells", PhD. Thesis, U. of Michigan, Ann Arbor, 1972.
26. Gould, T. L. y Tek, M. R. : "Steady and Unsteady Two Phase Flow Through Vertical Flow Strings", paper SPE 2804, 1970.
27. Hewitt, G. F. y Hall Taylor, N. S. : Annular Two Phase Flow, Pergamon Press, Oxford, 1970.
28. Wallis, G. B. : One Dimensional Two Phase Flow, McGraw Gill-Hill Book Co., New York, 1969.
29. Español Herrera J. H. : "Comparison of Three Methods for Calculating a Pressure Traverse in Vertical Multiphaseflow", M. S. Thesis, The University of Tulsa, 1970.
30. Camacho, C. A. : "Compararison of Correlations for Predicting Pressure Losses in High Gas Liquid Ratio Vertical Wells", M. S. Thesis, The University of Tulsa, 1970.
31. Messulam, S. A. G. : "Comparision of Correlations for Predicting Multiphase Flowing Pressure Losses in Vertical Pipes", M.S. Thesis, The University of Tulsa, 1970.
32. Lawson, J. D. y Brill, J. P. : "A Statistical Evaluation of Methods used to Predict Pressure Losses for Multiphase Flow in Vertical Oil Well Tubing", J. Pet. Tech., 903-913, Agosto, 1974.
33. Vohra, I. R., Robinson, J. R. y Brill, J. P. : "Evaluation of Three New Methods for Predicting Pressure Losses in Vertical Oil Well Tubing", J. Pet. Tech., 829-832, Agosto, 1974.
34. Aziz, K., Govier, G. W. y Fogarasi, M. : "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas", Journal Can. Pet Tech, Julio-Septiembre, 38-48, 1973.
35. Beggs, H. D. y Brill, J. P. : "A Study of Two Phase Flow

- in "Inclined Pipes", Journal of Petroleum Technology, 25, 607, 1973.
36. Chierichi, G. L., Ciucci, G. M. y Sclocchi, G.: "Two Phase Flow in Oil Wells, Prediction of Pressure Drop", J. Pet. Tech., Agosto, 1974
 37. Robinson, J. R. : "Development of a Two Phase Flow Well Data Bank and an Evaluation Study of Pressure Loss Methods Applied to Directional Oil Wells", M.S. Thesis, The University of Tulsa, 1974.
 38. Brown, E. J. P. : "Practical Aspects of Predicting Errors in Two Phase Pressure Loss Calculations", J. Pet. Tech., Abril, 1975
 39. Ibe, M. C. : "Determination of the Best Combination of Pressure Loss and PVT Property Correlations for use in Upward Two Phase Flow", M.S. Thesis, The University of Tulsa, 1979.
 40. Rossland, L. : "Investigation of the Performance of Pressure Loss Correlations for High Capacity Wells", M.S. Thesis, The University of Tulsa, 1981.

Métodos de Cálculo en el Flujo Multifásico.

En la literatura han aparecido un gran número de métodos que pueden utilizarse para predecir el comportamiento de flujo de gases y líquidos a través de tuberías, sin embargo ha de reconocerse, que debido a la complejidad del comportamiento del sistema en cuestión no existe hasta ahora una correlación que pueda emplearse en forma general. Todos los métodos disponibles hoy en día están sujetos a una gran variedad de grados de error dependiendo del sistema en el que se empleen y por ende se requiere un análisis concienzudo de los resultados para determinar su viabilidad de uso. De hecho, en la mayoría de los casos se hace necesario el empleo de dos o más métodos para de esa forma determinar cual de ellos es el que mejor representa el comportamiento del sistema, y entonces seleccionarlo y realizar una serie de ajustes, para así contar con un método que logre predecir con un cierto grado de precisión un sistema de producción dado. Esta práctica muestra un punto de gran importancia, en aplicaciones prácticas de los métodos, la mayoría de las correlaciones se ven modificadas por el empleo de extrapolaciones severas, sin tomar en cuenta las condiciones experimentales sobre cuyas bases éstos fueron desarrollados, lo cual conlleva todos los riesgos inherentes generalmente implicados con dicha práctica.

Para los propósitos de las presentes notas, sólo se presentan los principales métodos, es decir, los más familiares y los más usados.

2.1 Métodos para Flujo Multifásico Horizontal.

Los mecanismos y características de los sistemas en los que existe flujo multifásico horizontal han sido de gran interés para la industria desde hace muchos años. En numerosas instalaciones, tales como líneas de conducción superficiales, reactores químicos e intercambiadores de calor, existe flujo multifásico. En las operaciones de producción de crudo es necesario considerar el transporte de aceite y gas a través de una tubería común, desde los campos productores hasta las plantas de tratamiento y separación. La tendencia de centralizar las baterías de separación, para recibir la producción de varios campos productores, ha tenido como resultado la existencia de líneas de recolección en las que fluye más de una fase. El incremento en la capacidad de producción de algunos pozos, debido a la utilización de nuevas técnicas, ha creado la necesidad de revisar y rediseñar las líneas de conducción superficiales para así tener un manejo adecuado del incremento de producción.

La predicción de las pérdidas de presión en tuberías horizontales en las que existe flujo multifásico, es de gran utilidad para resolver tres problemas operacionales principales en la producción del crudo: 1) En la producción de campos en zonas marinas; dimensionar las líneas de conducción de las mezclas de aceite y gas; 2) Dimensionar las líneas de conducción superficiales desde el cabezal hasta la batería; 3) Con las pérdidas de presión predichas para la línea de conducción existente y dependiendo de las condiciones deseadas (presión de separación o presión de cabeza) determinar el gasto que el pozo es capaz de producir. En el flujo horizontal, las pérdidas de presión totales son la suma de los cambios en la energía cinética y cambios de energía debidos a la fricción, dado que los cambios por elevación son iguales a cero.

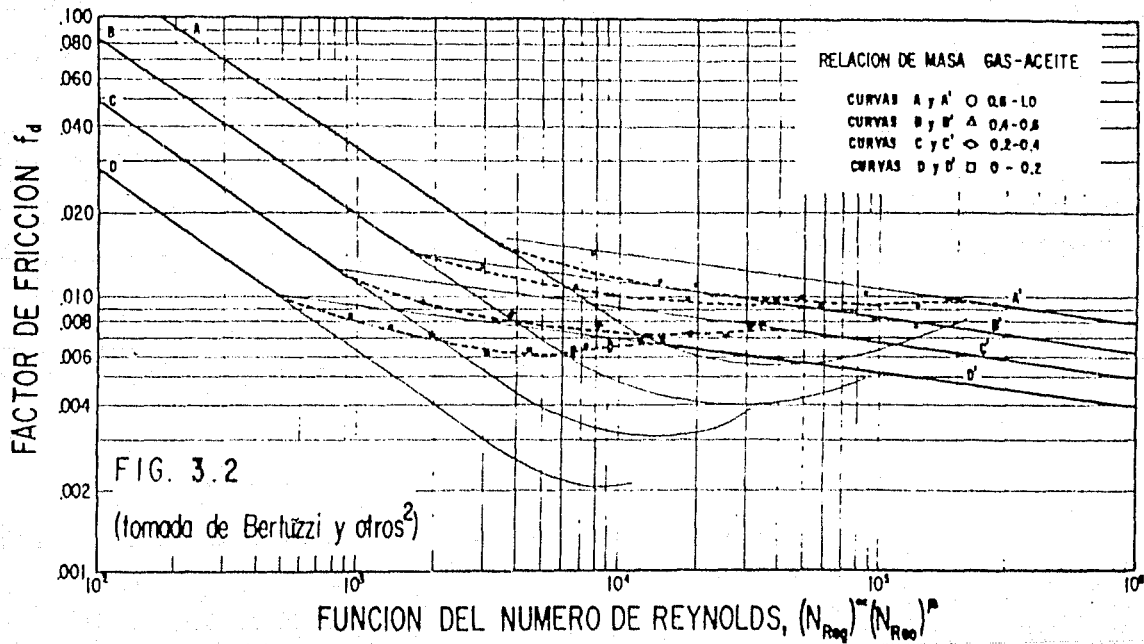
2.1.1 Método de Bertuzzi-Tek-Poettmann¹.

Por medio de la utilización de mediciones de laboratorio Bertuzzi et al lograron desarrollar un método para la predicción de las caídas de presión para flujo bifásico en tuberías horizontales, las características principales del procedimiento son: 1)relativamente simple en su aplicación; 2)no se hace consideración de los patrones de flujo; 3)no se consideran las pérdidas de presión por aceleración.

Desarrollo de la correlación.

El propósito del estudio presentó dos objetivos principales, primeramente la utilización del factor f para dos fases, al que se denominó función de disipación de energía; y por segundas cuentas se eliminó la necesidad del establecimiento de los patrones de flujo para la predicción de las caídas de presión, dado que las mismas variables fundamentales que determinan los patrones de flujo determinarán también las caídas de presión.

Para la obtención del factor de fricción se deberá de emplear la siguiente figura (2.1)



GRAFICA DEL FACTOR DE DISIPACION DE ENERGIA

FIG. 2.1

La ecuación propuesta por Bertuzzi et al para el cálculo del gradiente de presión es la siguiente:

$$\frac{dp}{dl} = \frac{174.1409}{\rho_{nm}} \frac{f_{t,p} W_m^2}{d^5} \quad \dots 2.1$$

2.1.2 Correlación de Eaton-Knowles-Brown²

Esta correlación se desarrolló a partir de información obtenida a condiciones de flujo en líneas de 2 y 4 pg de diámetro y de 1700 pies de longitud, y una tubería de 17 pulgadas y 10 millas de longitud en donde se usó aceite, condensado y agua separadamente como fase líquida y gas natural como fase gaseosa.

Los datos necesarios para el establecimiento de las correlaciones presentadas en el estudio se tomaron utilizando un equipo experimental construido para tal efecto. Los parámetros estudiados fueron:

1. Gasto de gas	0-10	mmpie ³ /día
2. Gasto de líquido	50-5500	bl/día
3. Viscosidad el líquido	1-13.5	cp
4. Diámetro de la tubería	2 y 4	pg
5. Colgamiento del líquido	0 a 1	

Para el cálculo del gradiente de presión se usa la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{43.539 W_m^2 f_{LP}}{d^5 \rho_{na} (1 - E_K)} \quad \dots 2.2$$

Donde:

$$E_K = \frac{W_L \Delta(v_L)^2 + W_G \Delta(v_G)^2}{9266.1 \left[\frac{W_L}{\rho_L} + \frac{W_G}{\rho_G} \right] P} \quad \dots 2.3$$

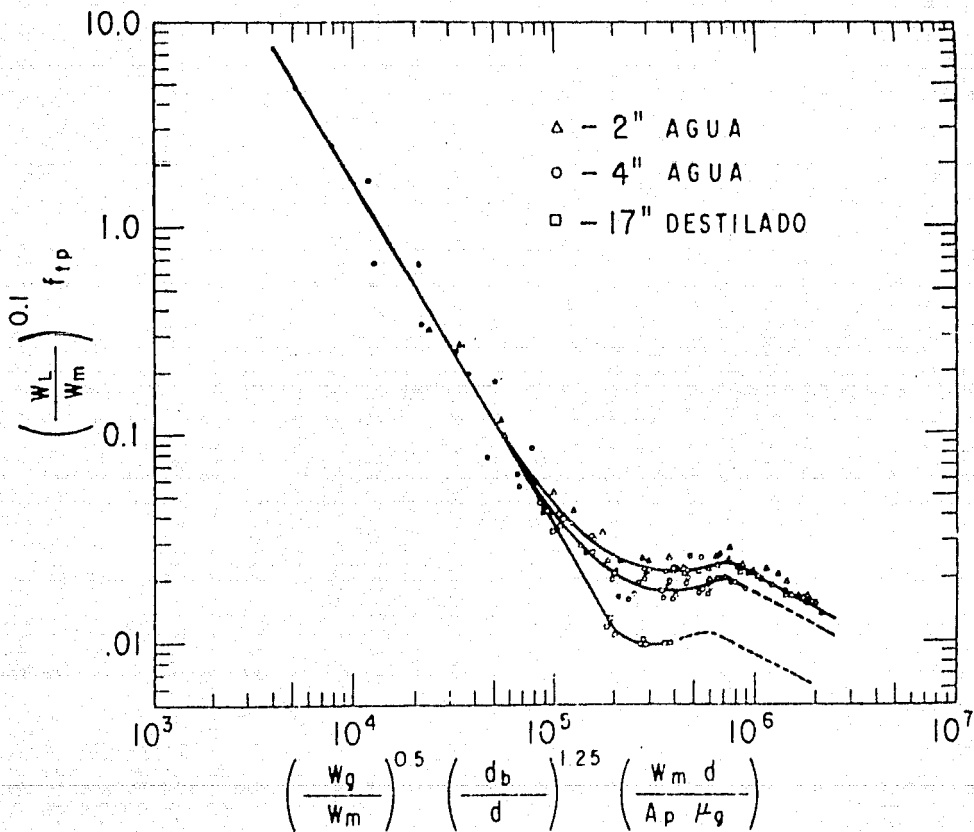
El factor de fricción fue correlacionado a partir de la información experimental. En la Fig. 2.2 se muestra la correlación establecida

Cálculo del Colgamiento.

Para la determinación del término de aceleración es necesario conocer el valor del colgamiento. Eaton et al correlacionaron el colgamiento del líquido con el siguiente grupo adimensional:

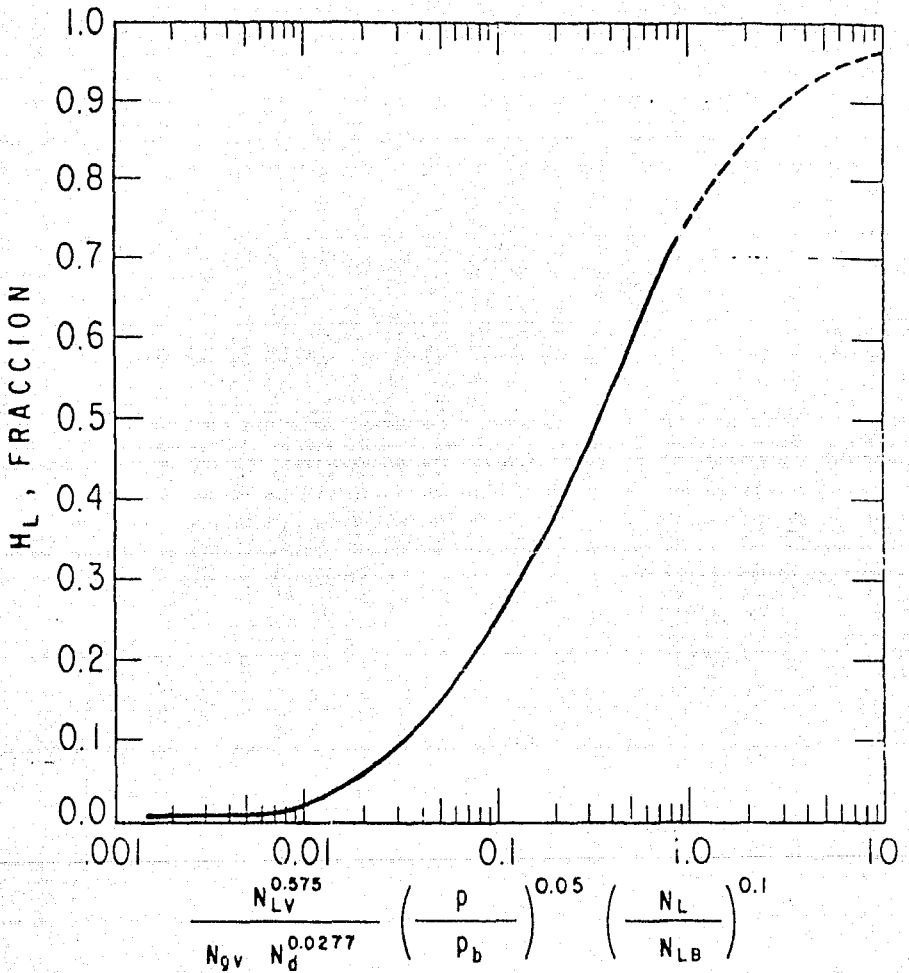
$$\phi = \frac{1.84 N_{LV}^{0.575}}{N_{GV} N_d^{0.0277}} \left(\frac{P}{P_{base}} \right)^{0.05} N_L^{0.1} \quad \dots 2.4$$

La correlación se presenta en la Fig. 2.3



Correlación de Eaton⁽⁷⁾ para el factor de pérdidas de energía.

FIG. 2.2



Correlación de Eaton para el colgamiento

FIG. 2.3

2.1.3 Método de Beggs-Brill³

Beggs y Brill llevaron a cabo investigaciones sobre flujo bifásico, realizando una variación en el ángulo de inclinación de las tuberías empleadas en las pruebas. Como resultado de los experimentos se logró desarrollar una ecuación generalizada, que puede ser utilizada para el cálculo de los gradientes de presión en tuberías en las que exista flujo multifásico, siendo por lo tanto útil también para las tuberías horizontales.

Desarrollo de la Correlación.

Valiéndose del número de Froude y de λ , se estableció una clasificación de los diferentes patrones de flujo en el flujo horizontal, éstos pudieron ser observados en forma directa a través de las tuberías de acrílico de las pruebas. Con los datos tomados se construyó un mapa de patrones que se presenta en la Fig. 2.4.

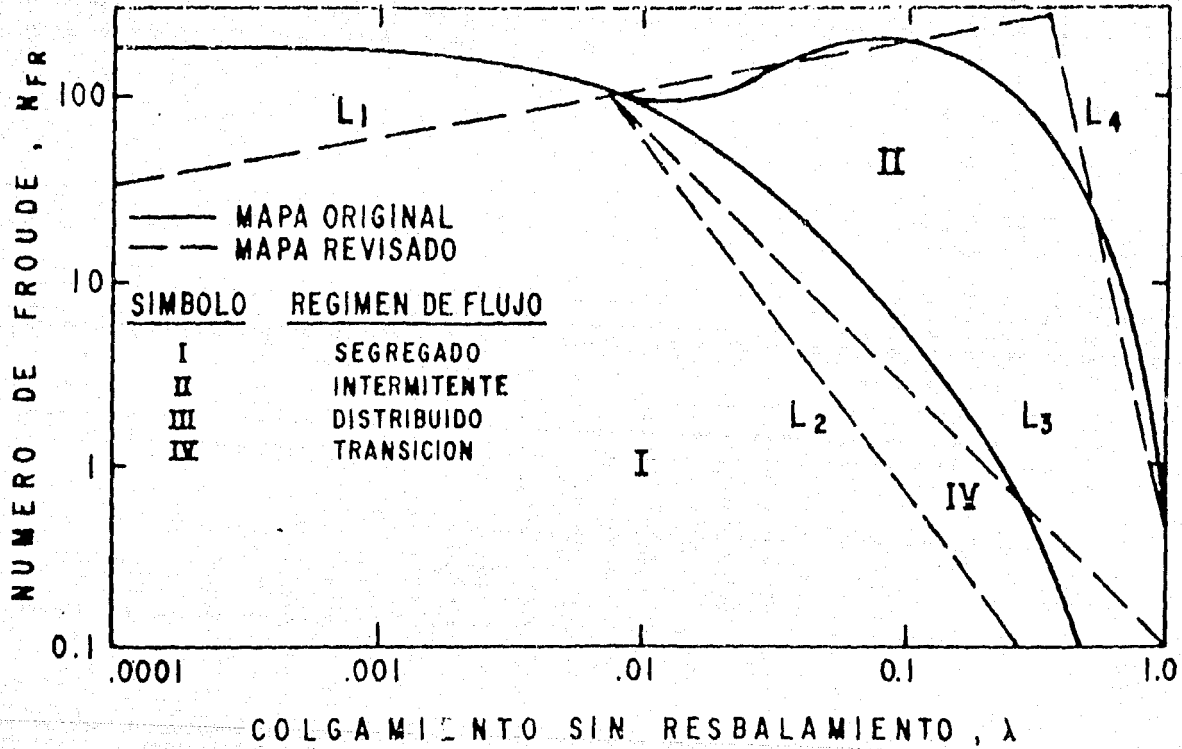
La determinación del tipo de patrón se puede hacer mediante el mapa o usando el siguiente procedimiento:

1. Se determina el valor del número de Froude y de las constantes L_1 , L_2 , L_3 y L_4 .

$$N_{FR} = 12538 \frac{W_m^2}{\rho_m^2 d^5} \quad \dots 2.5$$

$$L_1 = 316 \quad \lambda^{0.302} \quad L_2 = 0.0009552 \quad \lambda^{-2.4684}$$

$$L_3 = 0.1 \quad \lambda^{-1.4516} \quad L_4 = 0.5 \quad \lambda^{-6.738}$$



MAPA DE PATRONES DE FLUJO DE BEGGS

FIG. 2.4

2. Se determina el tipo de patrón de flujo.

Patrón de Flujo	Condiciones.
Segregado	$\lambda < 0.1$ y $N_{FR} < L_1$ ó $\lambda \geq 0.01$ y $N_{FR} < L_2$
Transición	$\lambda > 0.1$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_3$
Intermitente	$0.01 < \lambda < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} < L_1$ ó $\lambda > 0.4$ y $L_3 < N_{FR} < L_4$
Distribuido	$\lambda < 0.4$ y $N_{FR} > L_1$ ó $\lambda > 0.4$ y $N_{FR} > L_4$

En caso de determinarse el régimen transición el colgamiento del líquido debe calcularse empleándose las ecuaciones para flujo segregado e intermitente, por medio de una interpolación con los siguientes factores de peso:

$$H_L (\text{transición}) = A \times H_L (\text{segregado}) + B \times H_L (\text{intermitente})$$

donde:

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2}$$

$$B = 1 - A$$

Para flujo horizontal las correcciones al valor del colgamiento debido al ángulo de inclinación de la tubería se determinan como:

$$H_L(\phi) = H_L(\phi) U \quad \dots 2.6$$

donde $H_L(\phi)$ es el colgamiento que debería de existir a las mismas condiciones si la tubería estuviera horizontal. El valor de $H_L(\phi)$ se determina como:

$$H_L(\phi) = \frac{a \lambda^b}{N_{fr}^c} \quad \dots 2.7$$

donde a , b , y c pueden determinarse con la siguiente tabla:

Tabla 2.1

Patrón de Flujo	a	b	c
Segregado	0.98	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

con la restricción de que $H_L(\phi) \geq \lambda_L$.

El factor de corrección del colgamiento por efectos de la inclinación de la tubería es:

$$U = 1 + C [\sin (1.8 \phi) - .333 \sin^3 (1.8 \phi)] \quad \dots 2.8$$

donde ϕ es el ángulo con respecto a la horizontal.

En caso de tenerse flujo vertical, es decir, $\phi = 90^\circ$, U sera:

$$U = 1 + 0.3 C \quad \dots 2.9$$

donde:

$$C = (1 - \lambda_L) \ln (d^e \lambda^f N_{LV}^g N_{fr}^h) \quad \dots 2.10$$

donde las constantes d^e , e , f , g se determinan de acuerdo a la siguiente tabla :

Tabla 2.2

Patrón de Flujo.	d*	e	f	g
Segregado ascendente	0.011	-3.768	3.539	-1.6140
Intermitente ascendente	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribuido ascendente	sin corrección		C=0 , U=1, HL=f(0)	
Todos los patrones descendentes	4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056

con la restricción de que $C \geq 0$.

La ecuación general establecida es:

$$\frac{dp}{dh} = \frac{1}{144} \left[\frac{\frac{g_{\sigma}}{g} \sin \phi \rho_m + \frac{f_{\tau,p} \rho_m v_m^2}{5.362 d}}{1 - \frac{v_m v_{m\sigma} \rho_m}{g_{\sigma} \bar{p}}} \right] \quad \dots 2.11$$

En donde puede fácilmente notarse el término E_x :

$$E_x = \frac{1}{144} \left[\frac{v_m v_{m\sigma} \rho_m}{g_{\sigma} \bar{p}} \right] = \frac{7.2557 \rho_m W_m W_{\sigma}}{\rho_{n\sigma} p d^4 \sigma} \quad \dots 2.12$$

La ecuación para determinar el gradiente de presión en flujo horizontal es entonces:

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{43.539 f_{\tau,p} W_m^2}{\rho_{n\sigma} d^5 (1 - E_x)} \quad \dots 2.13$$

El factor de fricción se calcula como sigue:

$$f_{\tau,p} = (f_{\tau,p} / f_{n\sigma}) f_{n\sigma} \quad \dots 2.14$$

El factor de fricción $f_{n\sigma}$, puede calcularse con la siguiente

te ecuación:

$$f_{nm} = [2 \log (\frac{N_{nm}}{4.5223 \log N_{nm} - 3.8215})]^{-2} \dots 2.15$$

Donde:

$$N_{nm} = \frac{124 d v_m \rho_{nm}}{\mu_{nm}}$$

El factor de fricción para dos fases normalizado f_{tp} , en función del colgamiento del líquido HL y de ϕ , se puede calcular de:

$$f_{tp}/f_{nm} = e^s \dots 2.16$$

Donde:

$$s = \frac{\ln y}{-0.0523 + 3.182 \ln y - 0.8725 (\ln y)^2 + 0.01853 (\ln y)^4} \dots 2.17$$

$$y = \lambda/H_L(\phi)^2$$

Con la restricción de que en el intervalo $1 < y < 1.2$, la función S deberá de calcularse como :

$$s = \ln (2.2 y - 1.2) \dots 2.18$$

2.2 Métodos para Flujo Multifásico Vertical.

El flujo multifásico vertical se encuentra en todas las sartas de tuberías utilizadas en la producción de aceite. Es necesario entonces contar con un método de predicción de las caídas de presión en el flujo multifásico vertical, para así tener un perfil de presiones para la tubería de producción, lo cual permitirá entre otras cosas:

1. El diseño óptimo de las sartas de producción y las líneas de descarga.
2. Proyectar aparejos para los métodos artificiales de producción (neumático, mecánico, eléctrico e hidráulico).
3. Obtener una p_{wf} sin necesidad de intervenciones en los pozos.

Otras ramas de interés se tienen en los procesos químicos de refinación y en la ingeniería nuclear, donde se aplica en los problemas de remoción del vapor generado en los reactores nucleares.

2.2.1 Método de Poettmann-Carpenter⁴.

Poettmann y Carpenter desarrollaron un método semiempírico en el cual se incorpora la ecuación general de energía, datos de 34 pozos fluyentes y 15 pozos con bombeo neumático, con diámetros de tubería de 2, 2 1/2 y 3 pg. . El aceite, gas y agua son considerados como fases simples y además no se intentó establecer una correlación para el colgamiento. Todas las pérdidas de energía, incluyendo los efectos de resbalamiento, son considerados dentro de un "factor de pérdida de energía".

Se consideró que el flujo multifásico vertical del

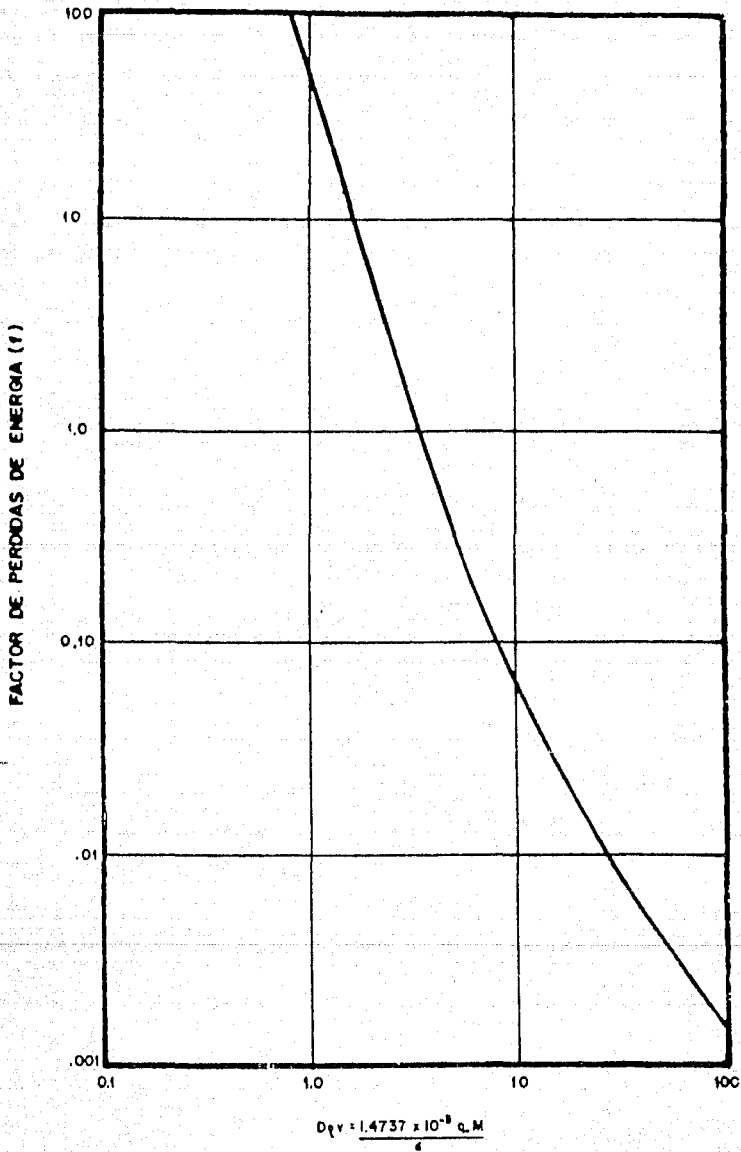
aceite, gas y agua, era un régimen enteramente turbulento. El término de pérdida de energía se correlacionó con el numerador del número de Reynolds (Fig. 2.5).

Algunos puntos importantes con relación al método son:

1. La correlación es aplicable a los diámetros de tuberías utilizadas en el estudio (2, 2 1/2, 3 pg) y la extensión a otros diámetros debe ser hecha con precaución.
2. El gasto total producido fue utilizado para calcular la densidad para cualquier punto.
3. Se ignoraron los patrones de flujo.
4. Se despreciaron los efectos de la viscosidad.
5. En cuanto al término de aceleración de la ecuación general de energía, se consideró que podía ser despreciado. Esto es cierto para la mayoría de los casos, pero tal término es significativo para el caso de velocidades altas, y por lo tanto, se incluyó en el factor de fricción.

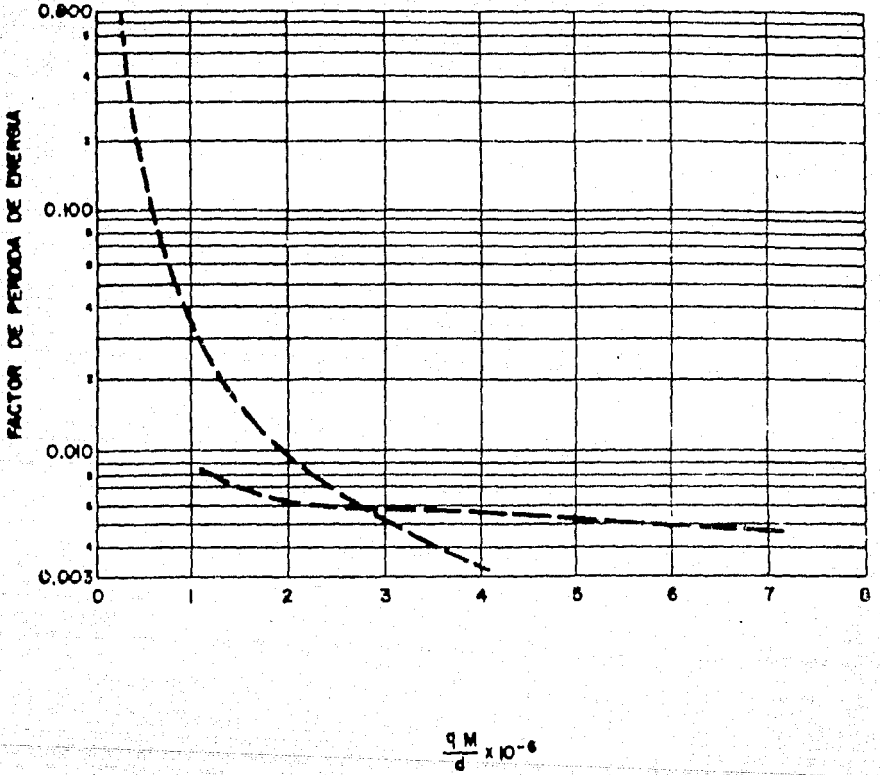
El término de pérdida de energía es:

$$\frac{dp}{dh} = \frac{1}{144} \left[\rho_{na} + \frac{f_{tp} (q_o M)^2}{2.979 \times 10^5 \rho_{na} d^5} \right] \dots 2.19$$



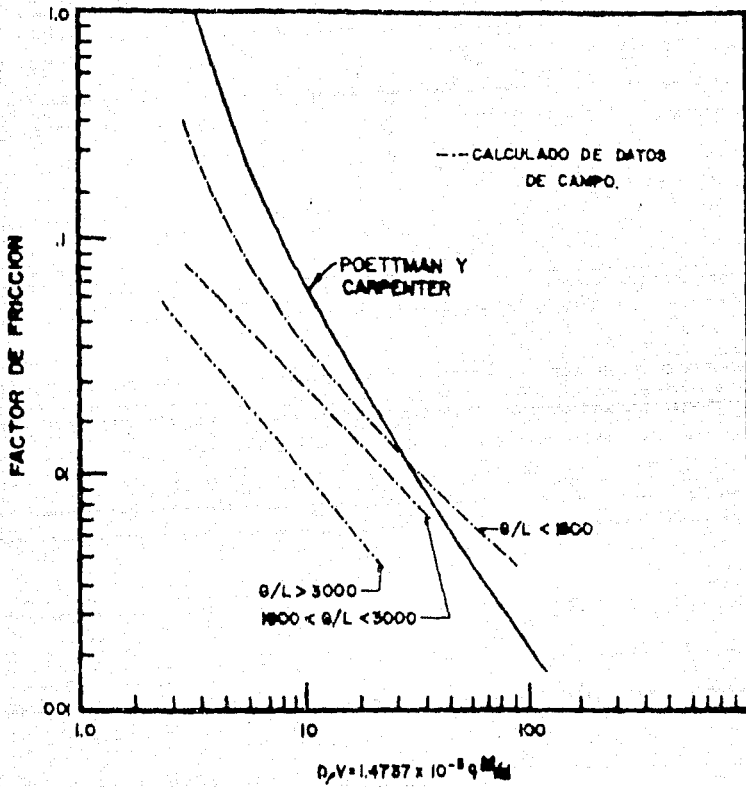
CORRELACION DEL FACTOR DE PERDIDAS DE ENERGIA DE P. y C.

FIG. 2.5



CORRELACION DE BAXENDELL

FIG. 2.6



CORRELACION PARA EL FACTOR DE FRICCIÓN
FANCHER Y BROWN

FIG. 2.7

2.2.2 Método de Orkiszewski⁷.

El método de Orkiszewski es el resultado del análisis y comparación de algunos métodos publicados para determinar si a través de alguno de ellos se podía calcular las caídas de presión, para un amplio rango de condiciones prevaescientes en los pozos utilizados en las pruebas. Estos métodos fueron clasificados sobre la base de similitudes en los conceptos teóricos. Se establecieron los siguientes parámetros de clasificación: 1) Si el colgamiento del líquido es considerado en los cálculos de la densidad; 2) La manera como se manejan las pérdidas de presión por fricción; 3) Si se hace consideración de los patrones de flujo.

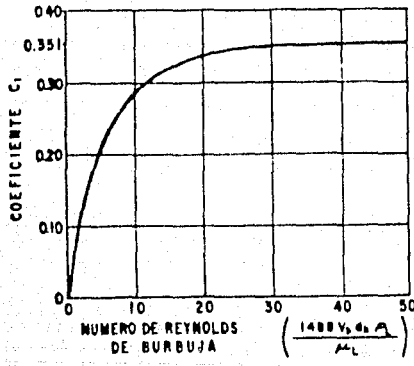
Desarrollo de la correlación.

Los métodos seleccionados se relacionaron en la siguiente forma, para el establecimiento de las fronteras entre los cuatro patrones de flujo considerados:

Método	Patrón de Flujo.
Griffith - Wallis	Burbuja.
Griffith - Wallis	
Orkiszewski	Bache.
Duns - Ros	Transición.
Duns - Ros	Niebla.

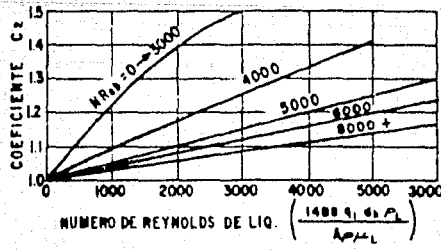
Para el cálculo del gradiente de presión a través de la tubería se estableció la siguiente ecuación:

$$\frac{P}{h} = \frac{1}{144} \left[\frac{\rho_m + \gamma_f}{1 - \frac{W_m v_{m0}}{4637 A_L p}} \right] \quad \dots 2.20$$



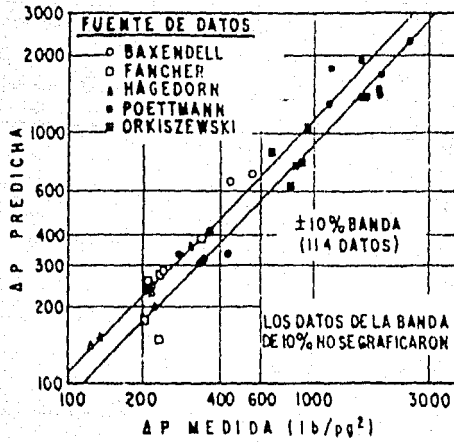
C_1 vs Reynolds de burbuja
(Griffith y Wallis)

FIG. 2.8



C_2 vs número de Reynolds
(Griffith y Wallis)

FIG. 2.9



Comparación entre caídas de presión medidas y calculadas

FIG. 2.10

2.2.3 Método de Hagerdorn-Brown⁶.

Hagerdorn y Brown utilizaron un pozo experimental de 1500 pies de profundidad para estudiar los gradientes de presión que se tienen durante el flujo bifásico vertical a través de tuberías de diámetro nominal de 1 1/4, 1 1/2 y 1 pg.

Desarrollo de la correlación.

La ecuación establecida por los autores para el cálculo del gradiente de presión es:

$$\frac{p}{h} = \frac{1}{144} \left[\frac{\rho_m + \frac{f_{LP} \rho_m v_m^2}{5.362 d}}{1 - E_K} \right] \quad \dots 2.21$$

Donde el término por aceleración es:

$$E_K = \frac{\rho_m \Delta(v_m)^2}{9266.112 \Delta p} \quad \dots 2.22$$

Para la determinación del colgamiento del líquido, Hagerdorn y Brown presentan tres gráficas de correlación, para determinar su valor debe de usarse el siguiente procedimiento :

1. Se determina el valor de CNL.
2. Se calcula el valor de la función de correlación del colgamiento:

$$\phi = \left(\frac{N_{Lv}}{N_{Gv}^{0.575}} \right) \left(\frac{p}{14.7} \right)^{0.10} \left(\frac{CNL}{N_d} \right) \quad \dots 2.23$$

y con ϕ se obtiene el valor de HL/ψ.

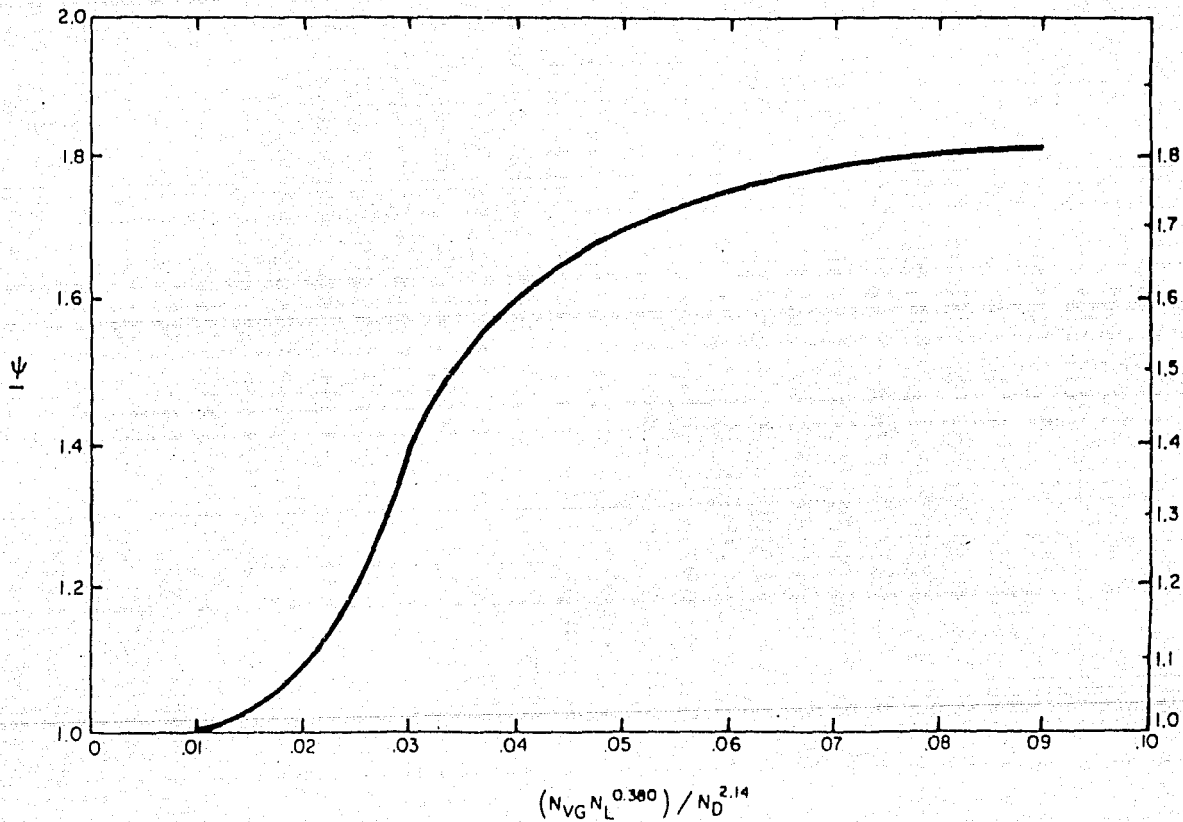
3. Se obtiene el segundo factor de correlación Φ

$$\Phi = \frac{N_{av} N_L^{0.38}}{N_a}$$

y se determina el valor U.

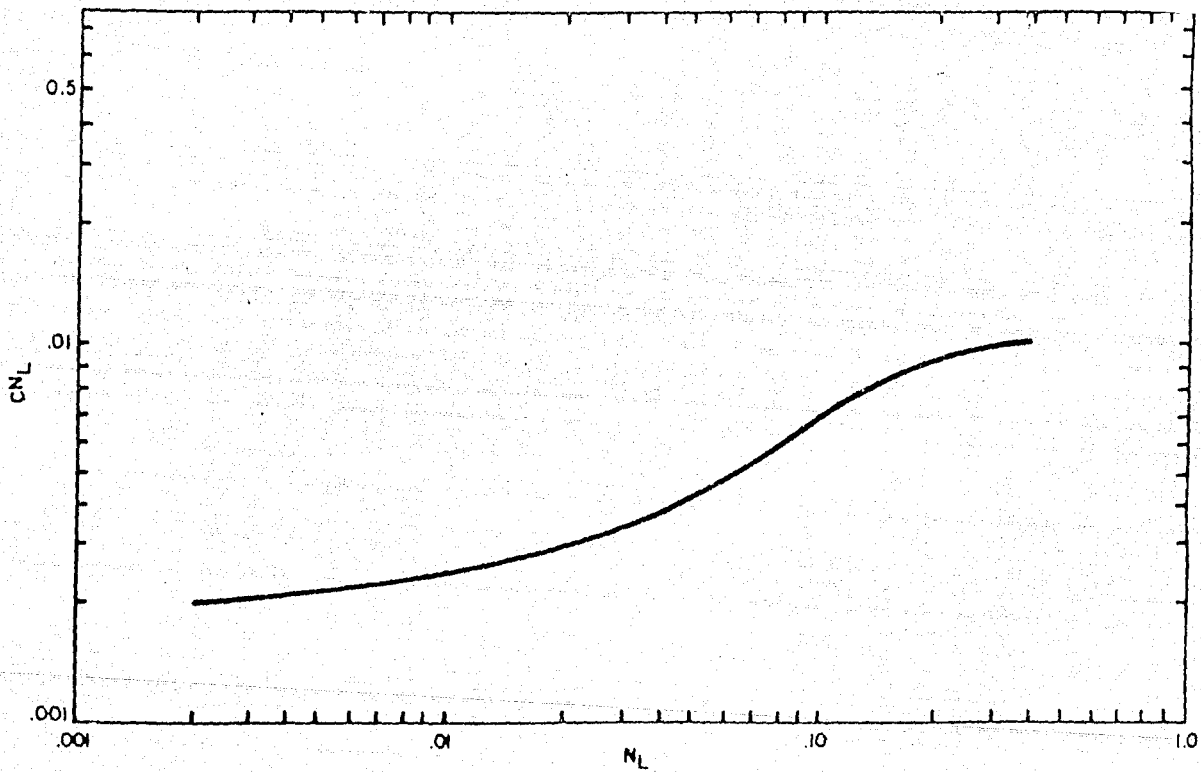
4. Y finalmente se determina el valor de HL

$$HL = \left(\frac{HL}{\Psi} \right) \Psi$$



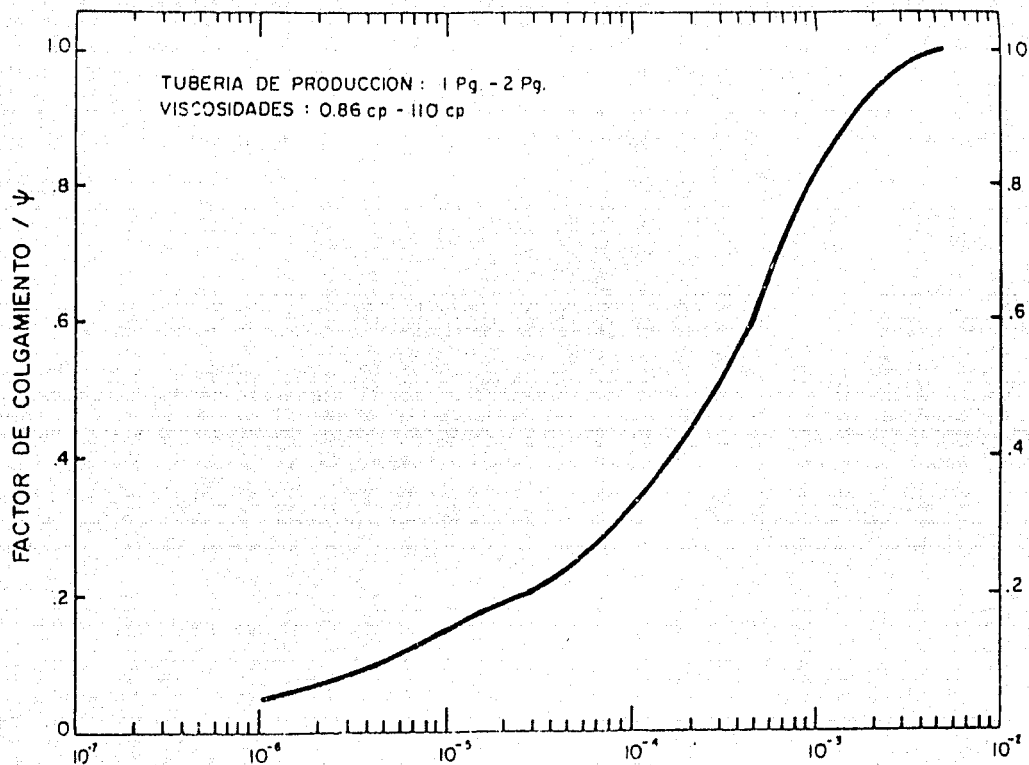
CORRELACION PARA EL FACTOR SECUNDARIO DE CORRECCION

FIG. 2.11



CORRELACION PARA EL COEFICIENTE DEL NUMERO DE VISCOSIDAD

FIG. 2.12



$$\left(N_{VL} / N_{VG} \right)^{.575} \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right)^{.10} \frac{C N_L}{N_D}$$

CORRELACION PARA EL FACTOR DE COLGAMIENTO

FIG. 2.13

Un trabajo de Brill mejoró considerablemente el método. Según lo sugiere este investigador, se debe utilizar el método de Griffith cuando se tiene flujo burbuja. En resumen, los dos siguientes ajustes se hicieron al método:

1. La densidad de la mezcla se calcula utilizando la correlación de colgamiento de Hagerdorn-Brown, este valor se debe comparar con la densidad de la mezcla calculada suponiendo que no hay resbalamiento. Se deberá emplear el mayor de estos valores.

2. Se debe determinar el régimen de flujo, en caso de tener régimen burbuja, se tendrá que calcular el gradiente utilizando el método de Griffith.

2.3 Condiciones de flujo más apropiadas para cada método.

Según la experiencia en el uso de los métodos de flujo multifásico en pozos de campos productores del país, se presentan las siguientes conclusiones:

* Para tuberías verticales.

1. Para flujo predominantemente gaseoso.

- Fancher-Brown o Beggs-Brill, no es recomendable el método de Orkiszewski.

2. Altas relaciones agua-aceite (contenido de agua

mayor del 20%).

- Hagerdorn-Brown.

3. Aceites con viscosidades mayores de 15 cp.

- Orkiszewski y Beggs-Brill.

* Para tuberías horizontales.

1. Aceites con viscosidades mayores a 12 cp.

- Bertuzzi et al y Duckler⁹.

2. Relaciones gas-aceite mayores que 5000 pie³/bl y aceites con viscosidades mayores de 12 cp.

- Duckler.

3. Relaciones gas-aceite menores de 500 pie³/bl.

- Bertuzzi et al y Duckler.

4. Flujo predominantemente gaseoso.

- Eaton et al.

Bibliografía.

1. Bertuzzi, A. F., Tek, M. R. y Poettmann, F. H. : "Simultaneous Flow of Liquid and Gas Through Horizontal Pipe", Trans. AIME, 1956.
2. Eaton, B. A. et al : "The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses During Two-Phase Flow in Horizontal Pipe Lines", J. Pet. Tech., Junio, 1967.
3. Beggs, H. D. y Brill, J. P.: "A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes", Journal of Petroleum Technology, 25, 607, 1973.
4. Poettman, F. H. y Carpenter, P. G.: "The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Applications to the Gas-Lift Installations", Drill. and Prod. Prac., API, 257, 1952.
5. Baxendell, P. B. y Thomas, R.: "The Calculation of Pressure Gradients in High Flowing Wells", J. Pet. Tech., 1023-1028, Octubre, 1961; Trans. AIME, 222.
6. Fancher, G. H. Jr y Brown, K. E.: "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing", Soc. Pet. Eng. J., 59-69, Marzo 1963; Trans. AIME, 228.
7. Orkiszewski, J.: "Predicting Two Phase Pressure Drops in Vertical Pipes", J. Pet. Tech., Junio, 829-838, Junio, 1967.
8. Hagedorn, A. R. y Brown, K. E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two Phase Flow in Vertical Small Diameter Vertical Conduits", J. Pet. Tech., 475-484, Abril, 1965.

9. Duckler, A. E., Wicks, M. y Cleveland, R. G.: "Frictional Pressure Drop in Two Phase Flow: B. An Approach Through Similirity Analysis", A.I.Ch.E. Journal, 10, 44, 1964.
10. Gaiter, O. D., Winkler, H. W. y Kirkpatrick, C. V.: "Single and Two Phase Fluid Flow in Small Vertical Conduits Including Annular Configurations", J. Pet. Tech., 309-320, Marzo, 1963; Trans. AIME, 228.
11. Govier, G. W. y Short, W. L.: "The Upward Vertical Flow of Air Water Mixtures", Cdn. J. Chem. Eng., 36, 195, Octubre 1958.
12. Tek, M. R.: "Multiphase Flow of Water, Oil and Natural Gas Through Vertical Flow Strings", J. Pet. Tech, 1029-1036, Octubre, 1961, Trans, AIME, 222.
13. Ros, N. C. J. : "Simultaneous Flow of Gas and Liquid as Encountered in Well Tubing", J. Pet. Tech., 1037-1049, Octubre, 1961, Trans. AIME, 222.
14. Griffith, P. y Wallis, G. B.: "Two Phase Slug Flow", Journal Heat Transfer Trans., ASME, 307-320, Agosto, 1961.
15. Hughmark, G. A.: "Holdup in Gas-Liquid Flow", Chemical Eng. Prog., Vol. 58, No. 4, 62, 1962.
16. Hughmark, G. A. y Pressburg, B. S. : "Holdup and Pressure Drop with Gas-Liquid Flow in Vertical Pipe", AIChE Jour., 7, 677, Diciembre 1961.
17. Moore, T. V. y Wilde, H. D. : "Experimental Mesurements of Slippage in Flow Through Vertical Tubes", Trans. AIME, 92, 296-319, Octubre, 1930.
18. Moore, T. V. y Schilthuis, R. J. : "Calculation of

- Pressure Drops in Flowing Wells", Trans. AIME, 103, 170-190, 1933.
19. Duns, H Jr y Ros, N. C. J. : "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures from Boreholes", Proc. Sixth World Pet. Cong., Frankfurt, 1963, Paper 22-P.D., 6.
 20. Wallis, G. B. : One Dimensional Two Phase Flow, McGraw Gill-Hill Book Co., New York, 1969.
 21. Aziz, K., Govier, G. W. y Fogarasi, M: "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas", Journal Cdn. Pet Tech, Julio-Septiembre, 38-48, 1973.
 22. Chierichi, G. L., Ciucci, G. M. y Sclocchi, G.:"Two Phase Flow in Oil Wells, Prediction of Pressure Drop", J. Pet. Tech., Agosto, 1974

CAPITULO 3.

En este capítulo se presentan los métodos de flujo multifásico, que según se muestra en la literatura presentan el menor rango de error para la predicción de la caída de presión tanto para flujo vertical como horizontal. Se muestra también el procedimiento para su aplicación y programación en una computadora. Pues existen métodos que presentan excelentes resultados pero con un sistema de aplicación complejo, lo cual se contrapone con correlaciones de aplicación directa pero con un posible rango de error mayor. Sin embargo, la decisión de qué método de flujo multifásico se deberá de aplicar para una cierta condición sigue siendo altamente dependiente de la experiencia y capacidad del analista responsable de la simulación de los sistemas de producción. Como se sabe, no existe la correlación capaz de comportarse de una manera adecuada para todas las diversas condiciones que se presentan en los sistemas de producción .

3.1 Método Híbrido "Calgary"¹

Este método fue presentado por los investigadores de la Universidad de Calgary, como resultado de un estudio estadístico de los diversos métodos para predecir el colgamiento y el factor de fricción para cada uno de los patrones de flujo horizontales.

Las diversas correlaciones fueron comparadas estadísticamente utilizando aproximadamente 15,000 observaciones contenidas en el Banco de Datos de Flujo Multifásico en Tuberías de la Universidad de Calgary y del Banco de Datos AGA/API desarrollado en la Universidad de Houston.

El método híbrido recomendado por los autores, para ser utilizado con el mapa de patrones de Mandhane, Gregory y Aziz², es el siguiente:

Patrón de Flujo	Método para el cálculo del Colgamiento	Método para predicción de la caída de presión
Burbuja Burbuja Elongada	Hughmark ³	Chenoweth y Martin ⁴
Estratificado	Agrawal, Gregory y Govier ⁵	Agrawal, Gregory y Govier
Ondulado	Chawla ⁶	Duckler, Wicks y Cleveland ⁷
Bache	Hughmark	Mandhane Correlación 1
Anular Anular Niebla	Lockhart y Martinelli ⁸	Chenoweth et al
Dispersado	Beggs y Brill ⁹	Mandhane Correlación 2

Cabe mencionar que para la selección del método para el

cálculo del colgamiento se utilizaron 2685 observaciones del colgamiento del líquido contenidos en el banco de datos de la UC, los cuales fueron categorizados dentro de los diversos patrones de flujo del mapa de Mandhane et al. De una manera similar se procedió para 10,600 observaciones que se tenían de caídas de presión, categorizándolas de igual manera de acuerdo al mapa de patrones. A continuación se verá en detalle cada una de las correlaciones seleccionadas para el método:

3.1.1 Método de Hughmark para el cálculo del colgamiento.

Resumen.

El colgamiento o fracción volumétrica de una fase en una sección de tubería difiere de la fracción volumétrica determinada a partir del análisis de flujo másico y de densidades. Esta diferencia es debida a que las fases de gas y líquido viajan a diferentes velocidades, además de que el colgamiento está relacionado con la densidad de las dos fases y varía conforme la densidad del gas cambia debido a los gradientes de presión existentes en la tubería.

Desarrollo del Método.

Para el cálculo del colgamiento los autores consideran un modelo en el cual el flujo de la mezcla se toma como una suspensión de burbujas en el líquido, y en donde existe un gradiente radial en la concentración de las burbujas.

Para el cálculo del colgamiento se tiene:

$$\frac{1}{X} = 1 - \frac{\rho_1}{\rho_0} \left(1 - \frac{K}{H_0} \right) \quad \dots 3.1$$

Se puntualiza que las fuerzas de flotación, inerciales, viscosas y de tensión superficial tienen influencia en la distribución de velocidades y de las burbujas en la mezcla, por lo tanto, es de esperarse que los números de Reynolds, Froude y Weber deban de considerarse en el cálculo del colgamiento, así como también la relación líquido/vapor. Es por eso que:

Méts. Híbridos de Flujo Multf.

$$K = f(N_{RE}, N_{FR}, N_{WE}, f_1) \quad \dots 3.2$$

y la X se considera la relación de los gastos másicos:

$$X = W_g / W_m \quad \dots 3.3$$

Proceso de Cálculo.

1. Se determina el número de Reynolds:

$$N_{RE} = 124 \frac{d v_{am} \rho_{mna}}{\mu_{mna}} \quad \dots 3.4$$

2. Se calcula el número de Froude:

$$N_{FR} = 12537 \frac{W_m^2}{\rho_{na}^2 d^5} \quad \dots 3.5$$

3. Se determina el número de Weber:

$$N_{WE} = 7.2570 \frac{W_m^2 \rho_g}{\rho_{ng}^2 d^3 \sigma} \quad \dots 3.6$$

4. Se calcula el colgamiento sin resbalamiento del líquido.

5. Se determina el valor de la función de relación Z:

$$Z = \frac{(N_{RE})^{1/5} (N_{FR})^{1/8}}{(f_1)^{1/4}} \quad \dots 3.7$$

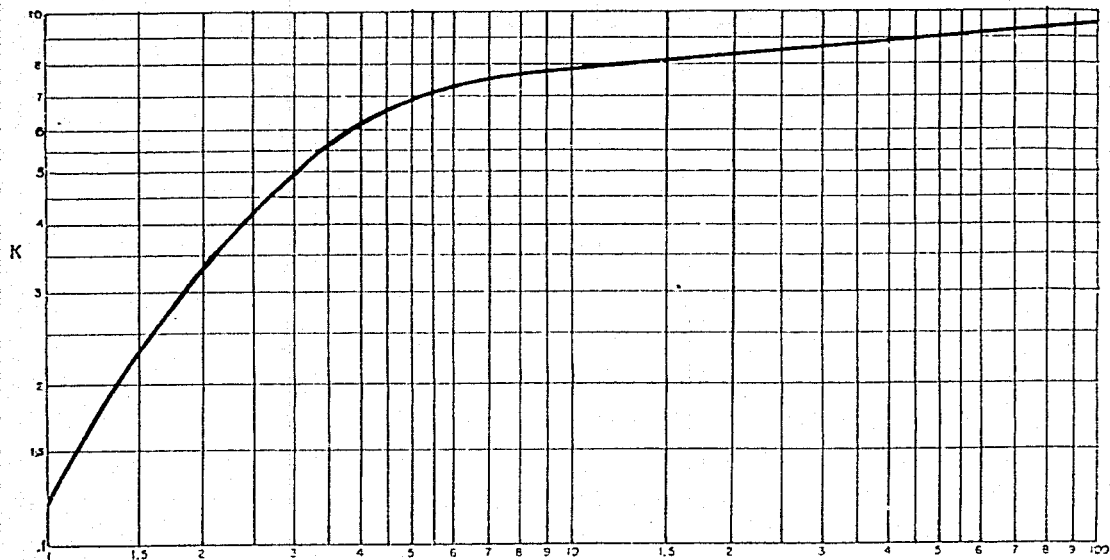


FIG. 3.1

$$z = (N_{ReH})^{1/6} (N_{FR})^{1/8} (\lambda_L)^{-1/4}$$

6. Se calcula el valor de K, empleando la Fig. 3.1, entrando con el valor de Z del paso anterior.

7. Y finalmente se calcula el valor del colgamiento del líquido a partir de la Ec. 3.1.

3.1.2 Método de Chenoweth y Martin para determinar la caída de Presión.

Resumen.

Los autores realizaron pruebas de tuberías de acero galvanizado de 1.5 a 3 pg de diámetro, con flujo de mezclas de aire-agua.

La correlación utiliza el valor del colgamiento () y dos relaciones de caída de presión como parámetros para la determinación de la caída de presión de la mezcla. La Fig. 3.2 muestra esta relación, la fracción volumétrica superficial del líquido obtenida a partir de los gastos de las fases y de sus densidades, es usada como abscisa y como ordenada la relación de caídas de presión.

Proceso de Cálculo.

1. Se determina el gradiente de presión del líquido.

1.1 Se considera W_m .

1.2 El número de Reynolds se calcula como:

$$N_{RE1} = 124 \frac{\rho_{mns} d v_{mns}}{\mu_1}$$

1.3 Y finalmente el gradiente del líquido:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta l} \right)_1 = 43.5353 \frac{W_m^2 f_1}{d^5 \rho_1}$$

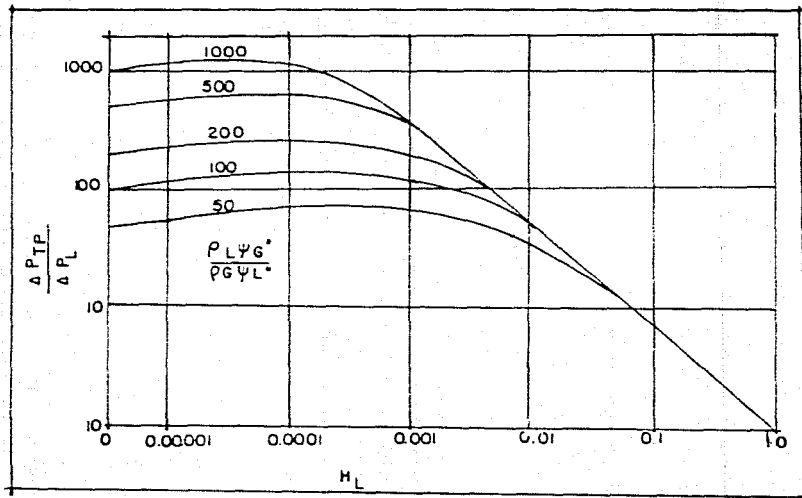


FIG. 3.2

2. Se calcula la relación de caídas de presión:

2.1 El número de Reynolds del gas como:

$$N_{Re_g} = 124 \frac{\rho_g d v_g}{\mu_g}$$

2.2 Y la relación de caídas de presión:

$$\frac{\Delta P_{g-}}{\Delta P_{1-}} = \left(\frac{f_g}{f_1} \right) \left(\frac{\rho_1}{\rho_g} \right)$$

3. Con la Fig. 3.2 se determina la segunda relación de caídas de presión:

$$\Delta P_{v-p} / \Delta P_1$$

4. Y finalmente se determina el gradiente de presión total como:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta l} \right)_{tp} = \left(\frac{\Delta P_{v-p}}{\Delta P_1} \right) \left(\frac{\Delta P_1}{\Delta l} \right)$$

3.1.3 Método de Agrawal, Gregory y Govier para el cálculo del colgamiento y la caída de presión.

Resumen.

Utilizando un equipo experimental, los investigadores desarrollaron una serie de ecuaciones para describir el comportamiento del flujo estratificado para mezclas de gas-líquido en tuberías horizontales. Se presenta un método iterativo para obtener el colgamiento y la caída de presión.

Los datos experimentales fueron obtenidos utilizando mezclas de aire-aceite en tuberías de 1 pg. de diámetro y 101 pies de longitud. Se presenta la determinación de la

caída de presión y del colgamiento como una función de la velocidad superficial del gas.

Las observaciones de los patrones de flujo y sus transiciones fueron indicados utilizando el mapa de Govier y Aziz¹³, el cual es un mapa antecesor del de Mandhane, Govier y Aziz.

Proceso de Cálculo.

1. Supóngase un valor de H_1 , se puede suponer un valor igual al del colgamiento sin resbalamiento ().
2. Con la Fig. 3.3, se determina el ancho de la interfase líquido-gas (W_i).
3. Se calcula A_1 , es decir el área de la tubería ocupada por el líquido.

$$H_1 = A_1 / A_T = (.5 \pi) (\gamma - \sin \gamma) \quad \dots 3.8$$

4. Determine D_{EG} , con la Fig. 3.3
5. Calcúlese N_{REG}

$$N_{REG} = 124 \frac{D_{EG} v_G \rho_G}{\mu_G} \quad \dots 3.9$$

6. Se calcula el valor de τ_1 .

$$\tau_1 = (.804 N_{REG}^{-0.285})^2 \left[\frac{\rho_G v_G^2}{g_c} \right] \quad \dots 3.10$$

7. Determine f_G :

$$f_G = 0.079 N_{REG}^{-0.25}$$

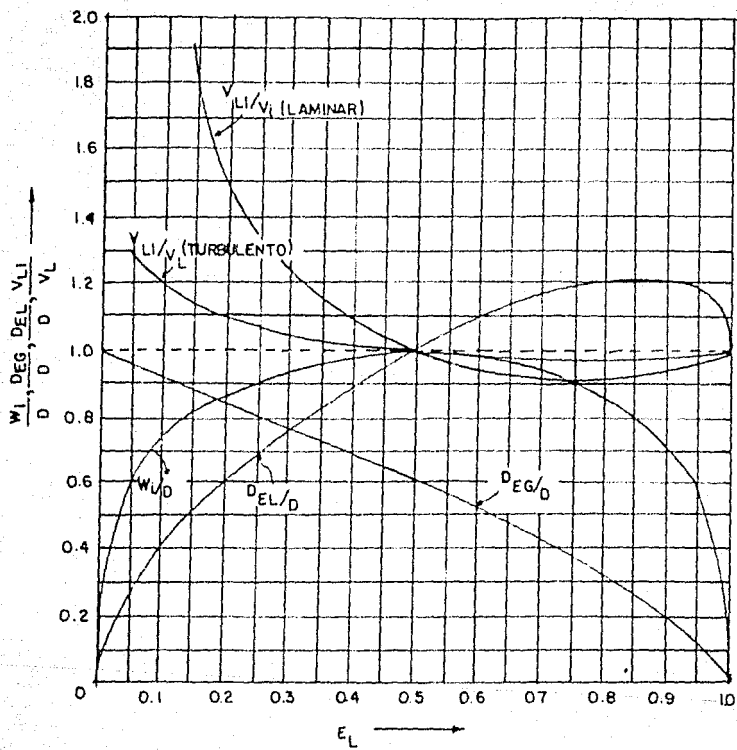


FIG.3.3 w_1/D , D_{EG}/D , D_{EL}/D , Y_L/V_L VERSUS E_L .

8. Calcule τ_{w0} :

$$\tau_{w0} = \frac{f_0 v_0^2 \rho_0}{2 g_0} \quad \dots 3.11$$

9. Determine D_{E1} , de la Fig. 3.3:

10. Calcule v_{11} , con la Fig. 3.3

11. Determine N_{RE1}

$$N_{RE1} = 124 \frac{D_{E1} v_{11} \rho_1}{\mu_1}$$

12. Se calcula el factor de fricción del líquido, f_1 .

13. Se calcula τ_{w1} .

$$\tau_{w1} = \frac{f_1 v_{11}^2 \rho_1}{2 g_0} \quad \dots 3.12$$

14. Determine p_w, p_1 .

$$D_{E1} / D = H_1 / (p_1 / p) \quad \dots 3.13$$

$$p_1 / p = 1 - p_w / p \quad \dots 3.14$$

15. Determine el gradiente total a partir de la fase de gas y de la fase de líquido.

$$A_0 \left(\frac{\Delta p}{\Delta l} \right)_{TP} = \tau_{w0} p_0 + \tau_1 W_1 \quad \dots 3.15$$

$$A_1 \left(\frac{\Delta p}{\Delta l} \right)_{TP} = \tau_{w1} p_1 - \tau_1 W_1 \quad \dots 3.16$$

16. Si el valor de gradiente obtenido de la Ec. 3.15 y el

valor obtenido en la Ec. 3.16 no son iguales dentro de una tolerancia dada, se vuelve al punto 1, suponiendo otro valor del colgamiento.

Como $0 \leq H_1 \leq 1.0$, se sugiere utilizar el método de Bisección, o bien el método de la secante o aproximaciones sucesivas.

3.1.4 Método de Chawla para el cálculo del Colgamiento.

Resumen.

El autor desarrolló una correlación para la determinación del colgamiento en términos del líquido contenido en la tubería expresado a través de la relación μ_l/μ_g y un parámetro ε_0 , que depende del número de Reynolds del líquido, número de Froude del líquido, relación de gastos másicos y de densidades gas/líquido.

Proceso de Cálculo.

1. Se determina la relación de gastos másicos.

$$X = W_g / W_m$$

2. Se determina el número de Reynolds del líquido.

$$N_{REL} = 124 \frac{v_{sm} \rho_{mns} d (1 - X)}{\mu_l} \quad \dots 3.16$$

3. Se calcula el número de Froude del líquido.

$$N_{FRL} = 12537.80 \frac{W_m^2 (1 - X)^2}{\rho_l^2 d^5} \quad \dots 3.17$$

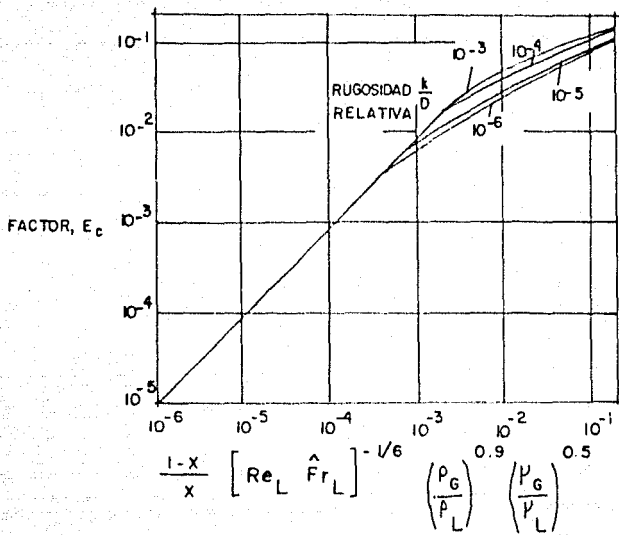


FIG 3.4

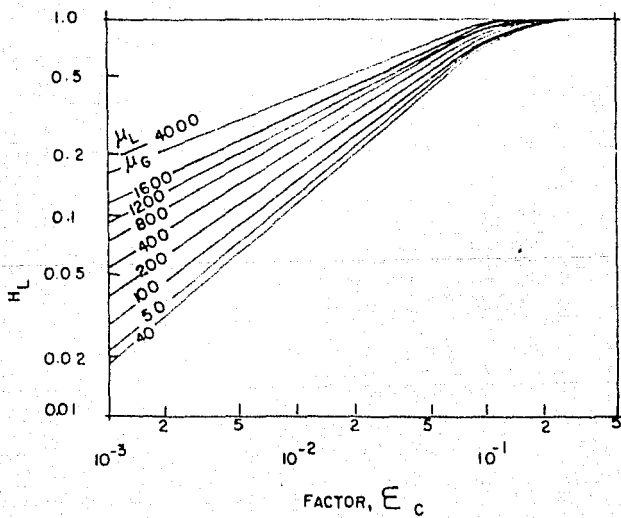


FIG - 3.5

4. Se determina el término ϵ_σ :

4.1 Se calcula el término x' :

$$x' = \left(\frac{1 - X}{X} \right) [N_{Re1} N_{Re2}]^{-1/6} \left(\frac{\rho_\sigma}{\rho_1} \right)^{0.4} \left(\frac{\mu_\sigma}{\mu_1} \right)^{0.2}$$

4.2 Si $x' < 4.5 \times 10^{-4}$ entonces:

$$\epsilon_\sigma = 9.1 x'$$

4.3 Si $x' > 4.5 \times 10^{-4}$ se calcula el término ϵ_σ con la Fig. 3.4.

5. Se calcula el valor del colgamiento (H_1) con la Fig. 3.5

3.1.5 Método de Duckler, Wicks y Cleveland para el cálculo de la caída de presión.

Resumen.

Los autores desarrollaron una correlación para la determinación del gradiente de presión para flujo multifásico horizontal basados en un análisis de similitud. Esta correlación es recomendada en un manual de diseño publicado conjuntamente por el AGA y el API.

Desarrollo de la correlación.

1. Se determina la densidad de la mezcla.

$$\rho_x = \frac{\rho_1 \lambda_1^2}{H_1} + \frac{\rho_\sigma \lambda_\sigma^2}{H_\sigma} \quad \dots 3.18$$

2. Se calcula el número de Reynolds de la mezcla.

$$N_{Rek} = 124 \frac{\rho_k v_m d}{\mu_{mm}}$$

3. Se determina el factor de fricción f_n :

$$f_n = 0.0056 + 0.5 N_{ReK}^{-0.32} \quad \dots 3.19$$

4. Se calcula el valor del término y :

$$y = - \ln(\lambda_1)$$

5. Se determina el valor del factor de fricción normalizado (f):

$$y' = 1.281 - 0.478 y + 0.444 y^2 - 0.094 y^3 + 0.00843 y^4$$

$$\frac{f}{f_n} = 1 + \frac{y}{y'} \quad \dots 3.20$$

6. Y finalmente el gradiente de presión como:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta l} \right) = \frac{1}{144} \left[\frac{f \rho_m v_m^2}{2 g_c d} \right] \quad \dots 3.21$$

3.1.6 Método de Lockhart y Martinelli para la determinación del colgamiento.

Resumen.

Los datos fueron tomados para flujo de aire y líquidos tales como benceno, kerosen, agua y aceites, en tuberías de un diámetro entre 0.0586 a 1.017 pg.

El gradiente total se obtiene calculando los gradientes de cada una de las fases y luego relacionándolos por medio de un factor de corrección, en el cálculo no se considera el término de aceleración.

Procedimiento de cálculo.

1. Se determinan los números de Reynolds del líquido y del gas.

$$N_{REl} = 124 \frac{\rho_l v_{ml} d}{\mu_l}$$

$$N_{REG} = 124 \frac{\rho_g v_{mg} d}{\mu_g}$$

2. Se calculan los factores de fricción del líquido y del gas (f_l y f_g).

3. Se determinan los gradientes de presión del líquido y del gas.

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta l} \right)_l = \frac{1}{144} \left[\frac{f_l \rho_l v_{ml}^2}{2 g_c d} \right] \quad \dots 3.22$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta l} \right)_g = \frac{1}{144} \left[\frac{f_g \rho_g v_{mg}^2}{2 g_c d} \right] \quad \dots 3.23$$

4. Se determina el factor de corrección X.

$$X = \left[(dp/dl)_l / (dp/dl)_g \right]^{0.5} \quad \dots 3.24$$

5. Se calcula el valor del colgamiento (H_1) con la Fig. 3.7

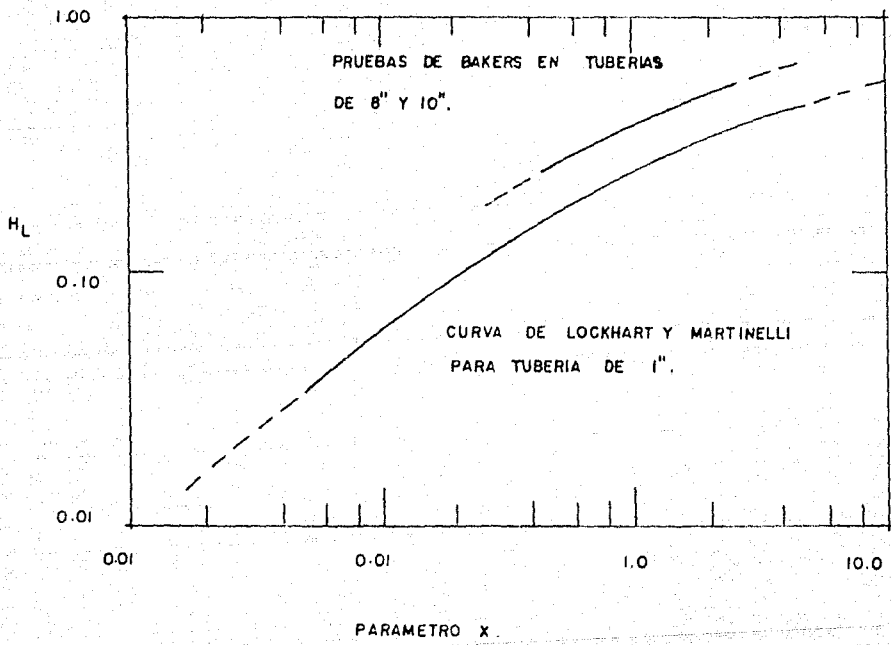


FIG. 3.6

Para el flujo dispersado, Gregory et al presentan un método de Lockhart y Martinelli modificado que es como sigue:

1. El factor de corrección X' se calcula como:

$$X' = \left(\frac{v_{m1}}{v_{m0}} \right)^{0.875} \left(\frac{\rho_1}{\rho_0} \right)^{0.375} \left(\frac{\mu_1}{\mu_0} \right)^{0.125} \quad \dots 3.25$$

2. El gradiente de presión para flujo de gas, según la Ec. 3.23.

3. Se determina el factor de correlación ϕ_w con la siguiente ecuación:

$$\phi_w = 2.20 X'^{0.662}$$

4. Y finalmente el gradiente de presión para flujo dispersado como:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{LP} = \phi_w \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_0 \quad \dots 3.26$$

3.1.7 Método del Beggs y Brill para el cálculo del colgamiento, Flujo Dispersado.

Proceso de cálculo.

1. Se calcula el número de Froude de la mezcla como:

$$N_{FRM} = 12538 \frac{W_m^2}{\rho_m^2 d^5}$$

2. Se determina el colgamiento:

- Para flujo dispersado:

$$a = 1.065 \quad b = 0.5824 \quad c = 0.0609$$

$$H_1 = \frac{a \lambda_1^b}{N^c}$$

3.2 Estudio a Realizar.

Los métodos híbridos a estudiar solo se analizarán para el caso de flujo vertical, dado que no se logró conformar una base de datos para el análisis del flujo horizontal.

Para flujo multifásico vertical se plantea usar el método de Aziz, Govier y Fogarasi⁰⁰ utilizando además la correlación de colgamiento del método de Hagedorn y Brown⁰⁰.

La correlación de Aziz fue seleccionada porque es la menos empírica dentro de las correlaciones comunmente empleadas²⁻¹³, además su aparente consistencia al bajo predecir el valor de la caída de presión^{15,16}. Una de las mejoras propuestas es utilizar el mapa de patrones de Troniewski-Ulbrich⁷, además de considerar como válido el método de Griffith y Wallis³⁴ para flujo burbuja, dada la valía que el uso de este método ha demostrado, como por ejemplo para mejorar los resultados obtenidos por el método de Hagedorn y Brown.

La correlación de Calgary anteriormente mencionada se empleará en flujo vertical mediante dos procedimientos: 1) Utilizar el mapa de Mandhane y con el determinar los métodos a utilizar de acuerdo al patrón determinado, y realizar la corrección por elevación del valor del colgamiento empleando el método de Beggs y Brill; 2) Dado que la mayoría de los métodos involucrados fueron también analizados para simular el flujo vertical, se plantea utilizar el método con el mapa de patrones de Troniewski.

Se cuidará además la determinación del punto en el que se alcanza la presión de burbujeo además de considerar las recomendaciones de Gregory et al¹⁰, quien determinó una significativa mejoría en los resultados, para cuando los cálculos se realizaban del fondo a la cabeza.

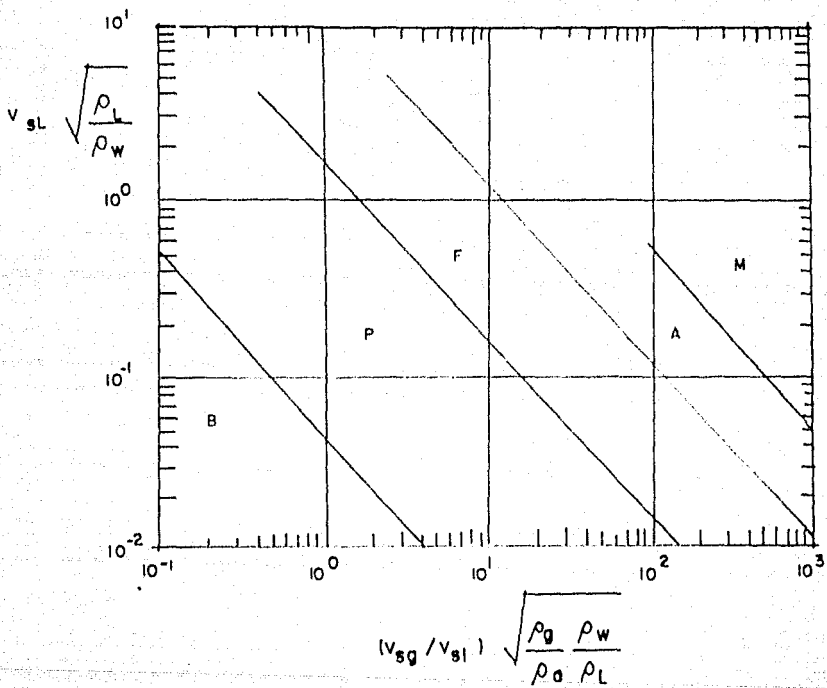


FIG.3.7 MAPA DE PATRONES TRONIEWSKI-ULBRICH.

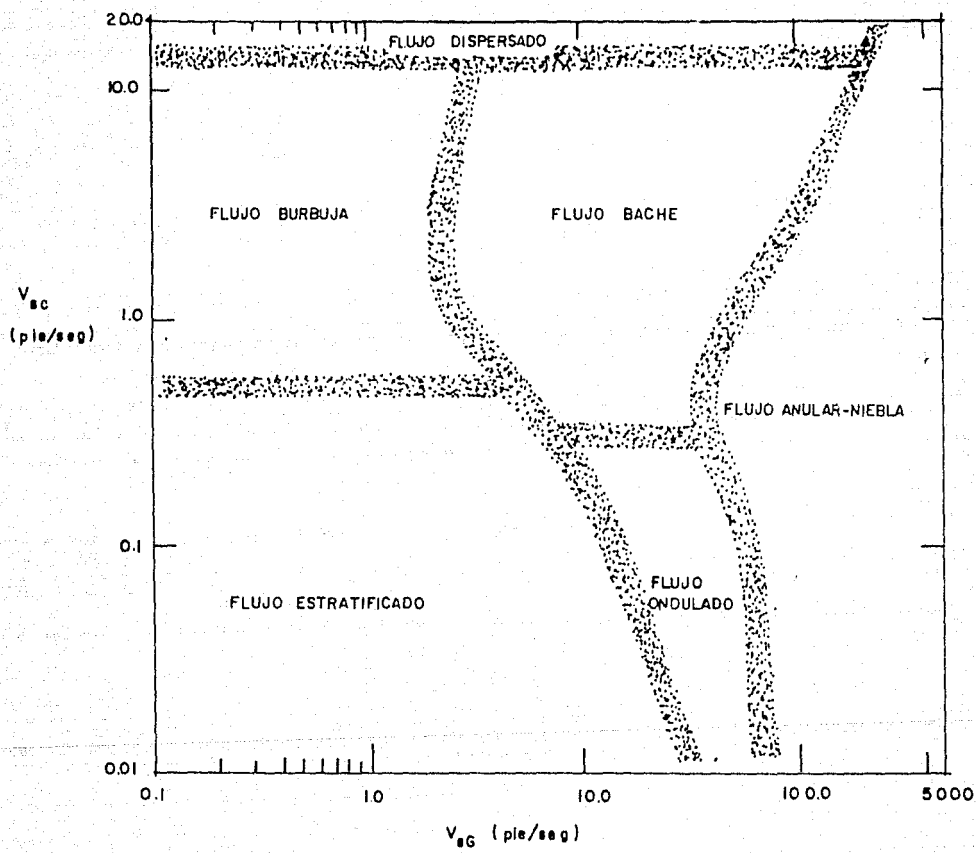


FIG. 3.8 _MAPA DE PATRONES DE MANDHANE.

Bibliografía.

1. Gregory, G. A., Mandhane, J. M. y Aziz, K.: "Some Design Considerations for Two-Phase Flow in Pipes", Paper No. 374020, Pet. Soc. of C.I.M. Meeting, Calgary, Alberta, Mayo 1974.
2. Mandhane, J.M., Gregory, G. A. y Aziz K.: "A Flow Pattern Map for Gas-Liquid Flow in Horizontal Pipes", The International Journal of Multiphase Flow in Pipes, 1, 573, 1974.
3. Hughmark, G. A.: "Holdup in Gas-Liquid Flow", Chemical Eng. Prog., Vol. 58, No. 4, 62, 1962.
4. Chenoweth, J. M. y Martin, M. W. : "Pressure Drop of Gas-Liquid Mixtures in Horizontal Pipes", The Petroleum Engineer, pag C-42, Abril, 1961.
5. Agrawal, S. S., Gregory, G. A. y Govier, G. W.: "An Analysis of Horizontal Stratified Two Phase Flow in Pipes", Canadian Journal of Chemical Eng., 51, 280, 1973.
6. Chawla, J. M. : "Liquid Content in Pipes in Two Phase Flow of Gas-Liquid Mixtures", Chemie Ingenieur Technick, 41, 328, 1969.
7. Duckler, A. E., Wicks, M. y Cleveland, R. G.: "Frictional Pressure Drop in Two Phase Flow: B. An Approach Through Similirity Analysis", A.I.Ch.E. Journal, 10, 44, 1964.
8. Lockhart, R. W. y Martinelli, R. C.: "Proposed Correlation of Data for Isothermal Two Phase, Two Component Flow in Pipes", Chem. Eng. Prog., 45, 39, 1949.
9. Beggs, H. D. y Brill, J. P.: "A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes", Journal of Petroleum Technology, 25, 607, 1973.
10. Aziz, K., Govier, G. W. y Fogarasi, M: "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas", Journal Cdn. Pet Tech, Julio-Septiembre, 38-48, 1973.
11. Orkiszewski, J.: "Predicting Two Phase Pressure Drops in Vertical Pipes", J. Pet. Tech., Junio, 829-838, Junio, 1967.
12. Hagedorn, A. R. y Brown, K. E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two Phase Flow in Vertical Small Diameter Vertical Conduits", J.

Pet. Tech., 475-484, Abril, 1965.

13. Chierichi, G. L., Ciucci, G. M. y Sclocchi, G.: "Two Phase Flow in Oil Wells, Prediction of Pressure Drop", J. Pet. Tech., Agosto, 1974
14. Griffith, P. y Wallis, G. B.: "Two Phase Slug Flow", Journal Heat Transfer Trans., ASME, 307-320, Agosto, 1961.
15. Vohra, I. R., Robinson, J. R. y Brill, J. P. : "Evaluation of Three New Methods for Predicting Pressure Losses in Vertical OilWell Tubing", J. Pet. Tech., 829-33, Agosto, 1974.
16. Abu Al-Soof, N. B. : "Multiphase Flow in Wells of Iraqi Field", M.S. Thesis, U. of Baghdad, Baghdad, Iraq, Abril 1986.
17. Troniewski, L and Ulbrich, R. : "The Analysis of Flow Regime Maps of Two Phase Gas-Liquid Flow in Pipes", Chem. Eng. Sci., 39, Nos. 7 y 8, 1213-24, 1984.
18. Gregory, M., Aziz, K., y Fogarasi, M. : "Analysis of Vertical Two Phase Flow Calculations Crude Oil, Gas Flow in Well Tubing", J. Cdn. Pet. Tech., 86-92, Enero-Marzo, 1980.

ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

En este capítulo se presenta el análisis de los resultados obtenidos en la simulación de los sistemas de producción.

4.1 Datos de Campo.

Para realizar las pruebas se elaboró una base de datos que consta de 188 pozos, la información fué tomada de la literatura¹⁻⁵, muchos de estos pozos han sido tomados en cuenta en los diversos análisis discutidos en el primer capítulo, lo cual respalda la validez de la información.

De los 188 pozos de la base de datos, 28 pozos producen por medio de Bombeo Neumático y 30 de éstos tienen producciones por arriba de los 4600 bl/día.

Los rangos de las variables se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4.1

Rangos de las Variables Principales

Relación Gas Aceite (pie ³ /día)	124 a 40,849
Densidad Relativa del Aceite (API)	8.3 a 50.8
Gasto de Producción (bl/día)	10.6 a 37,400
Diámetro de la Tubería (pg)	2 a 4,778
Profundidad del Pozo (pie)	569 a 13,125
Relación Agua Aceite (bl/bl)	0 a 56.38
Temperatura de Fondo (F)	167 a 296

Es importante hacer notar el amplio rango de las variables, lo cual da mucha amplitud para analizar el comportamiento de los diversos métodos estudiados.

4.2 Procedimiento de Análisis.

Como se mencionó en el capítulo anterior se emplearon dos métodos de flujo multifásico, uno es el método de Aziz et al⁷ dado que dentro de los métodos más comunmente empleados en la industria, es el que menos bases empíricas presenta y otro un método híbrido al que se denominó "Calgary". Es importante hacer notar que el método de Aziz es un método de flujo multifásico vertical y el método "Calgary" es un método de flujo multifásico horizontal.

De los dos métodos anteriormente mencionados se derivaron seis métodos híbridos, empleados en el presente análisis, estos son:

Tabla 4.1

Métodos Analizados en el presente Estudio	
Método No.	Características
1	Aziz et al. Original
2	Aziz et al.-Troniewski ⁸
3	Aziz et al.-Griffith, Wallis ⁹ Troniewski.
4	Aziz et al.-Griffith, Wallis Hagerdorn, Brown ¹⁰ -Troniewski
5	Calgary-Troniewski
6	Calgary-Mandhane ¹¹ Beggs, Brill ¹²

Método 1

En este método se utilizó el método de Aziz et al, según es presentado por los autores.

Método 2.

En este método se emplea el método de Aziz, con la variación de utilizar el mapa de patrones de Troniewski.

Método 3.

Aquí se emplea el método de Aziz, con el mapa de patrones de Troniewski y se considera además válido el método de Griffith y Wallis para realizar los cálculos de colgamiento y caída de presión, para cuando se tiene flujo burbuja.

Método 4.

Se considera el método de Aziz, el mapa de patrones de Troniewski, el método de Griffith y Wallis para el caso de tenerse flujo burbuja y además de considerarse el método de Hagerdorn y Brown para el caso de presentarse flujo bache.

Metodo 5.

En este caso se consideró el método de Calgary, para estudiar su comportamiento en el caso de pozos verticales. Como se discutió en el capítulo anterior, este método es el resultado de un amplio análisis estadístico, y dado que muchos de los métodos involucrados fueron utilizados por los autores también para el caso de flujo vertical, resulta de gran interés analizar su comportamiento. En este análisis, se consideró válido cada método para flujo vertical y el patrón de flujo se obtuvo a través del mapa de patrones de Troniewski. El gradiente de elevación se obtuvo a partir del colgamiento y de la densidad de la mezcla.

Metodo 6.

Para este último método, se utilizó el método de Calgary para la determinación del colgamiento y de los gradientes de presión. El patrón de flujo se obtuvo a través del mapa de patrones de Mandhane, el cual es horizontal, y el valor del colgamiento se corrigió por el ángulo de la tubería de acuerdo a lo planteado en el método de Beggs y Brill.

Para realizar los cálculos se realizó un programa de cómputo, el cual se procesó en una computadora PC-386 con co-procesador numérico. Para el cálculo de las propiedades físicas de los fluidos se emplearon las siguientes correlaciones:

Tabla 4.3

Propiedades Físicas de los Fluidos¹⁴

Propiedad	Correlación
Propiedades Pseudocríticas	Katz et al
Factor de Compresibilidad del Gas	Standing et al
Rs	Vazquez
Bo	Vazquez
BW	Gould
Viscosidad del Aceite abajo Pb	Beggs-Robinson
Viscosidad del Aceite arriba Pb	Vazquez
Densidad del Gas Disuelto	Katz
Densidad del Gas Libre	Balance de Materia
Tensión superficial Gas/Aceite	Baker et al
Tensión superficial Gas/Agua	Hough et al

4.3 Análisis de Resultados.

Los resultados obtenidos se presentan en la Fig. 4.1 a la Fig. 4.64.

En cada uno de los cálculos realizados se consideró el porcentaje de error de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Err} = \frac{\Delta P_o - \Delta P_m}{\Delta P_m} \times 100 \quad \dots 4.1$$

y el error medio como:

$$E_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_i \quad \dots 4.2$$

Para los resultados de cada uno de los métodos de cálculo la desviación estándar se calcula de acuerdo a la siguiente formula:

$$SD = \frac{1}{n - 1} \sum_{i=1}^n (E_i - E_m)^2 \quad \dots 4.3$$

donde:

- p_m = caída de presión medida
- p_c = caída de presión calculada
- n = número de datos.

Los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.4

Resultados Generales Obtenidos

Metodo No.	E_m	SD
1	7.74	26.51
2	2.18	24.63
3	2.63	25.81
4	17.95	29.36
5	0.1280	30.89
6	3.08	29.32

De estos resultados se concluye que el método que presenta el menor error porcentual es el método 5 y el mayor error el método 4. Pero en general se determina que todos los métodos presentan un comportamiento bastante aceptable. Como puede también verse claramente en la tabla las desviaciones son casi idénticas.

Lo importante de este análisis es que se comprueba la validez del método de Calgary para poder emplearse en flujo vertical, extrañamente para lo que se pudiera pensar o suponer de esta extrapolación del método.

Otro punto importante es la mejoría que los diversos métodos presentan cuando se emplea el mapa de patrones de Troniewski.

Adicionalmente se hace una aclaración, todos los métodos presentaron una sobrepredicción bastante fuerte en el caso de los pozos de Irak, en este punto es importante mencionar que esto se debe en gran medida a que se contó con una información muy escueta del estado mecánico de los pozos; pero esta serie se incluyó dada la alta producción mostrada desde 4700 bl/día hasta 36,800 bl/día. Esto pues, daba al análisis un amplio rango en cuanto al manejo de gastos de producción y por lo tanto se decidió incluir estos datos en el presente estudio.

4.4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1. El método de Aziz et al se mejora al emplear el mapa de Troniewski en lugar del mapa original.

2. El método Calgary, aunque horizontal, presentó el menor error porcentual cuando se empleó de manera conjunta con el mapa de Troniewski.

3. Todos los métodos estudiados presentan un comportamiento bastante estable en los datos analizados, a excepción del método 4, el cual presente un error porcentual alto en comparación con el resto de los métodos estudiados.

4. Para el presente estudio se consideró válida la

conclusión de Gregory et al¹⁵, y los cálculos fueron realizados del fondo a la cabeza del pozo.

5. Este tipo de análisis es de vital importancia para el diseño de los sistemas de producción, por lo tanto se recomienda grandemente realizar un estudio de características similares para cada uno de los diversos campos productores del país y especialmente en las zonas productores del sureste y marina.

6. Es primordial elaborar una base de datos en la que estén contenidos los diversos pozos productores del país, lo cual permitirá el desarrollo de correlaciones específicas tanto para el cálculo de las propiedades de los fluidos como de métodos de flujo multifásico.

Bibliografía.

1. Baxendell, P. B. y Thomas, R.: "The Calculation of Pressure Gradients in High Flowing Wells", J. Pet. Tech., 1023-1028, Octubre, 1961; Trans. AIME, 222.
2. Poettman, F. H. y Carpenter, P. G.: "The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Applications to the Gas-Lift Installations", Drill. and Prod. Prac., API, 257, 1952.
3. Tek, M. R.: "Multiphase Flow of Water, Oil and Natural Gas Through Vertical Flow Strings", J. Pet. Tech., 1029-1036, Octubre, 1961, Trans, AIME, 222.
4. Orkiszewski, J.: "Predicting Two Phase Pressure Drops in Vertical Pipes", J. Pet. Tech., Junio, 829-838,

Junio, 1967.

5. Chierichi, G. L., Ciucci, G. M. y Sclocchi, G.: "Two Phase Flow in Oil Wells, Prediction of Pressure Drop", J. Pet. Tech., Agosto, 1974
6. Abu Al Soof, N. B. : "Multiphase Flow in Wells of Iraqi Field", M. S. Thesis, U. of Baghdad, Baghdad, Iraq, 1986.
7. Aziz, K., Govier, G. W. y Fogarasi, M: "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas", Journal Cdn. Pet Tech, Julio-Septiembre, 38-48, 1973.
8. Troniewski, L. y Ulbrich, R. : "The Analysis of Flow Regime Maps of Two-Phase Gas Liquid Flow in Pipes", Chem. Eng. Sci., 39, Nos. 7 y 8, 1984.
9. Griffith, P. y Wallis, G. B.: "Two Phase Slug Flow", Journal Heat Transfer Trans., ASME, 307-320, Agosto, 1961.
10. Hagedorn, A. R. y Brown, K. E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuos Two Phase Flow in Vertical Small Diameter Vertical Conduits", J. Pet. Tech., 475-484, Abril, 1965.
11. Gregory, G. A., Mandhane, J. M. y Aziz, K.: "Some Design Considerations for Two-Phase Flow in Pipes", Paper No. 374020, Pet. Soc. of C.I.M. Meeting, Calgary, Alberta, Mayo 1974.
12. Mandhane, J.M., Gregory, G. A. y Aziz K.: "A Flow Pattern Map for Gas-Liquid Flow in Horizontal Pipes", The International Journal of Multiphase Flow in Pipes, 1, 573, 1974.

13. Beggs, H. D. y Brill, J. P.: "A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes", Journal of Petroleum Technology, 25, 607, 1973.
14. Beggs, H. D. y Brill, J. P. : Multiphase Flow in Pipes, The University of Tulsa, 1988.
15. Gregory, M. , Aziz, K., Fogarasi, M. : "Analysis of Vertical Two Phase Flow Calculations, Crude Oil, Gas Flow in Well Tubing", J. Cdn. Pet. Tech., Enero-Marzo, 1980.

APENDICE A.

NOMENCLATURA.

A	área, pg^2 o pie^2 (según se indique)
Ap	área anular, pg^2
d	diámetro interno de la tubería, pg.
D	profundidad, pie.
Ek	perdidas de presión por aceleración, lbf/pg^2
f	factor de fricción.
fn	factor de fricción del diagrama de Moody, para
tuberías lisas.	
ln	logaritmo natural.
log	logaritmo decimal
m	masa, lbm
M	masa asociada a un barril de aceite, lbm/bl @cs
N_1	número de la viscosidad del líquido, adimensional.
N_{1v}	número de la velocidad del líquido, adimensional.
N_{gv}	número de la velocidad del gas, adimensional.
N_{FR}	número de Froude, adimensional.
N_{Re}	número de Reynolds, adimensional
p	presión, lbf/pg^2
p_b	presión de burbujeo, lbf/pg^2
p_s	presión de separación, lbf/pg^2
p_{th}	presión en la boca del pozo, lbf/pg^2
p_{wf}	presión de fondo fluyendo, lbf/pg^2
q	gasto de producción, bl
R	relación gas-aceite, pie^3/bl
T	temperatura, °F
v	velocidad, pie/seg
v_m	velocidad de la mezcla, pie/seg
v_l	velocidad del líquido, pie/seg
v_g	velocidad del gas, pie/seg
v_{sl}	velocidad superficial del líquido, pie/seg
v_{sg}	velocidad superficial del gas, pie/seg
W	gasto másico, lbm/seg
WOR	relación agua/líquido, bl/bl .
$\Delta p / \Delta l$	gradiente de presión, $lbf/pg^2/pie$
ρ_g	densidad relativa del gas (aire = 1.0)
ρ_w	densidad relativa del agua.
ρ_o	densidad relativa del aceite, °API
ρ_{gd}	densidad relativa del gas disuelto
ρ_{gf}	densidad relativa del gas libre
ρ_{ro}	densidad relativa de aceite producido (agua=1)
ρ	densidad, lbm/pie^3
ρ_g	densidad del gas, lbm/pie^3
ρ_o	densidad del aceite, lbm/pie^3
ρ_w	densidad del agua, lbm/pie^3
ρ_m	densidad de la mezcla, lbm/pie^3
ρ_{ns}	densidad de la mezcla sin resbalamiento, lbm/pie^3
ρ_l	densidad del líquido, lbm/pie^3

k/d	rugosidad relativa
λ	gradiente de presión por fricción, lb/pie ² /pie
H_1	colgamiento sin resbalamiento
μ_g	colgamiento considerando el resbalamiento
μ_o	viscosidad del gas, cp.
μ_w	viscosidad del aceite, cp.
μ_l	viscosidad del agua, cp.
μ_m	viscosidad del líquido, cp.
μ_m	viscosidad de la mezcla, cp
μ_{ms}	viscosidad de la mezcla sin resbalamiento, cp.
σ_o	tensión superficial del aceite, dinas/cm.
σ_l	tensión superficial del líquido, dinas/cm.
Δ	incremento finito
Δh	incremento de elevación, pie
Δl	incremento de longitud, pie
Δp	incremento de presión, lbf/pg ²
Δv	incremento de velocidad, pie/seg

SUBINDICES

a	aire
b	burbujeo
c. esc.	condiciones de escurrimiento
c.s.	condiciones estándar
f	fricción
g	gas
l	líquido
m	masa
m	mezcla
ns	sin resbalamiento
o	aceite
s	separación
w	agua.

Evaluación General

No. Pozos = 138

1. Aziz-Original
2. Aziz-Troniewski
3. Aziz-Griffith,Wallis-Troniewski
4. Aziz-Griffith-Troniewski-Hagerdorn
5. Calgary-Troniewski
6. Calgary-Mandhane-Beggs,Brill

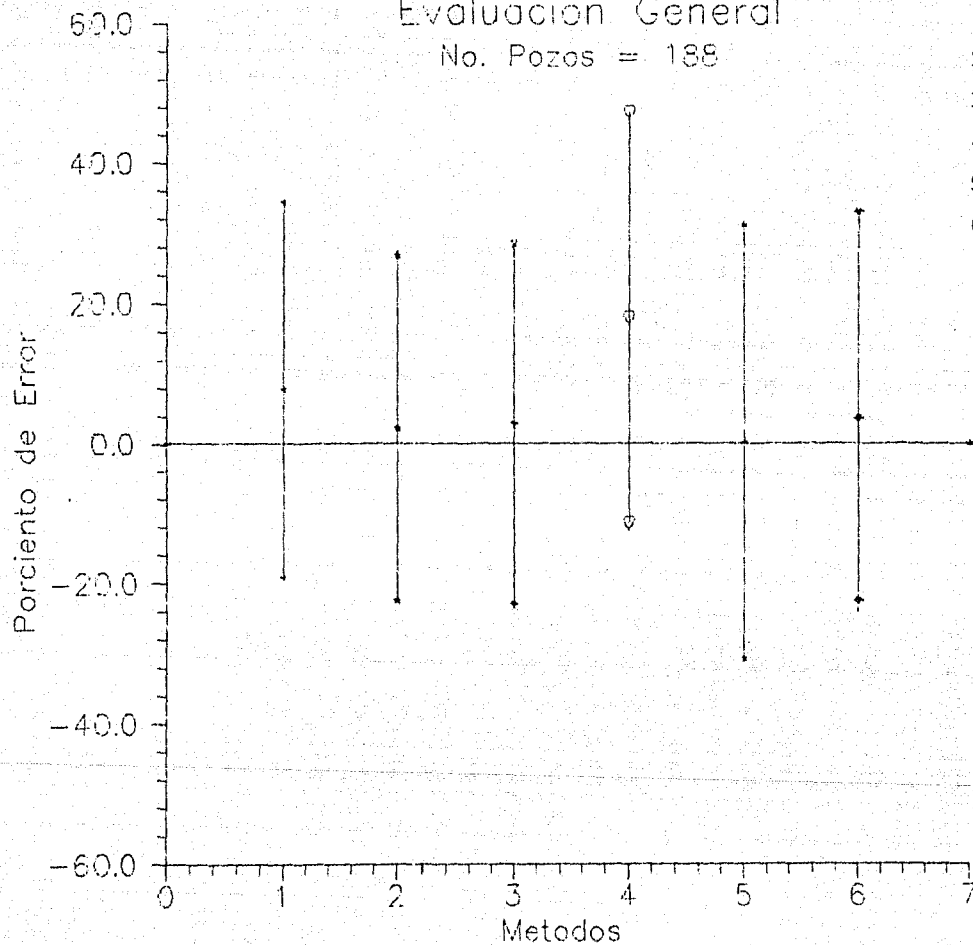


FIG. 4.J

Datos Generales

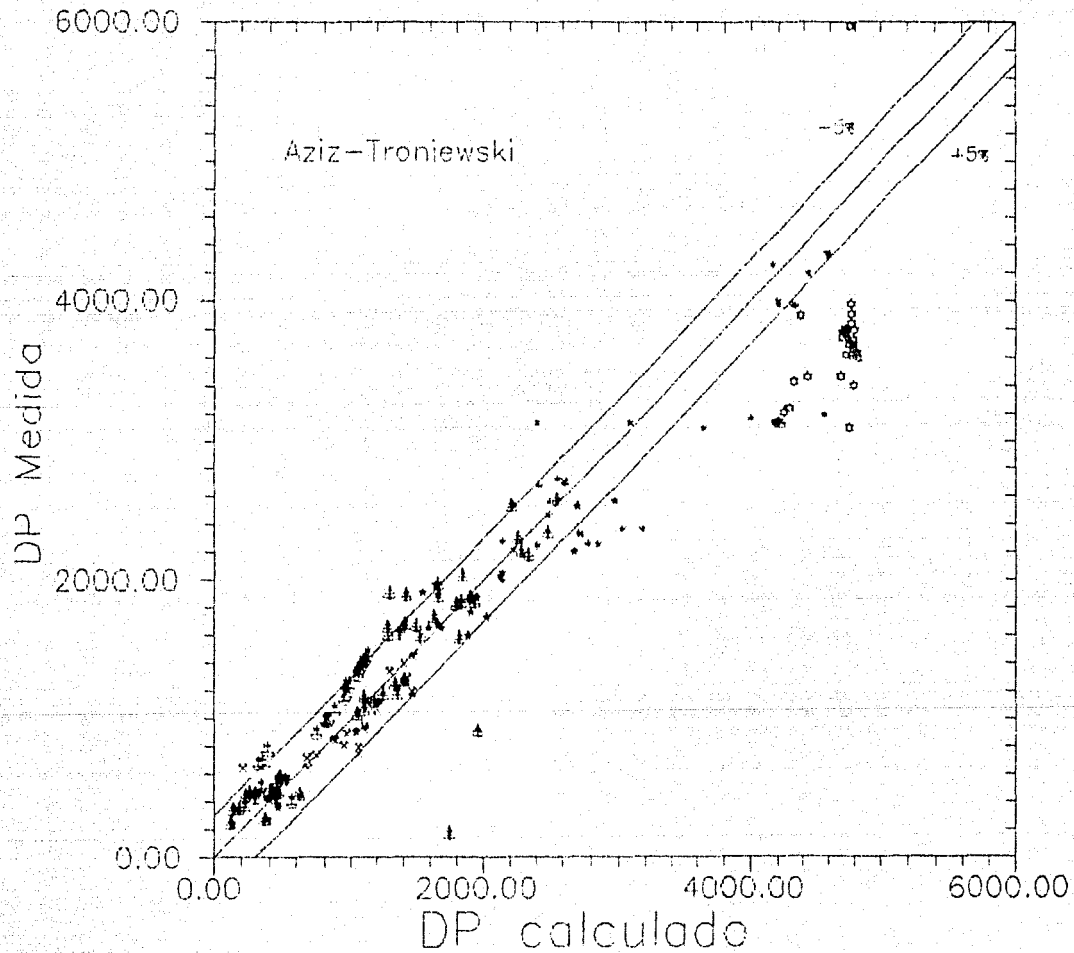


FIG. 49

Datos Generales

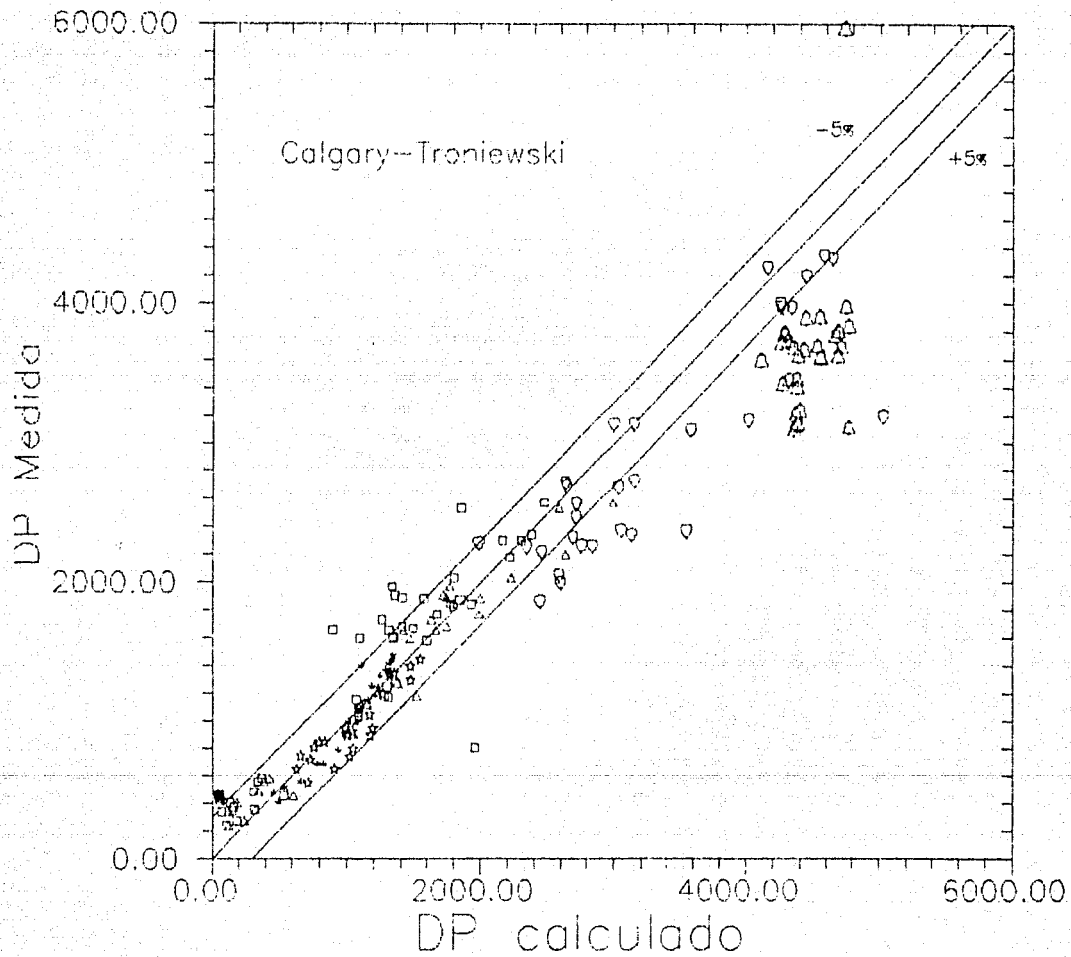


FIG. 4.2

Datos Generales

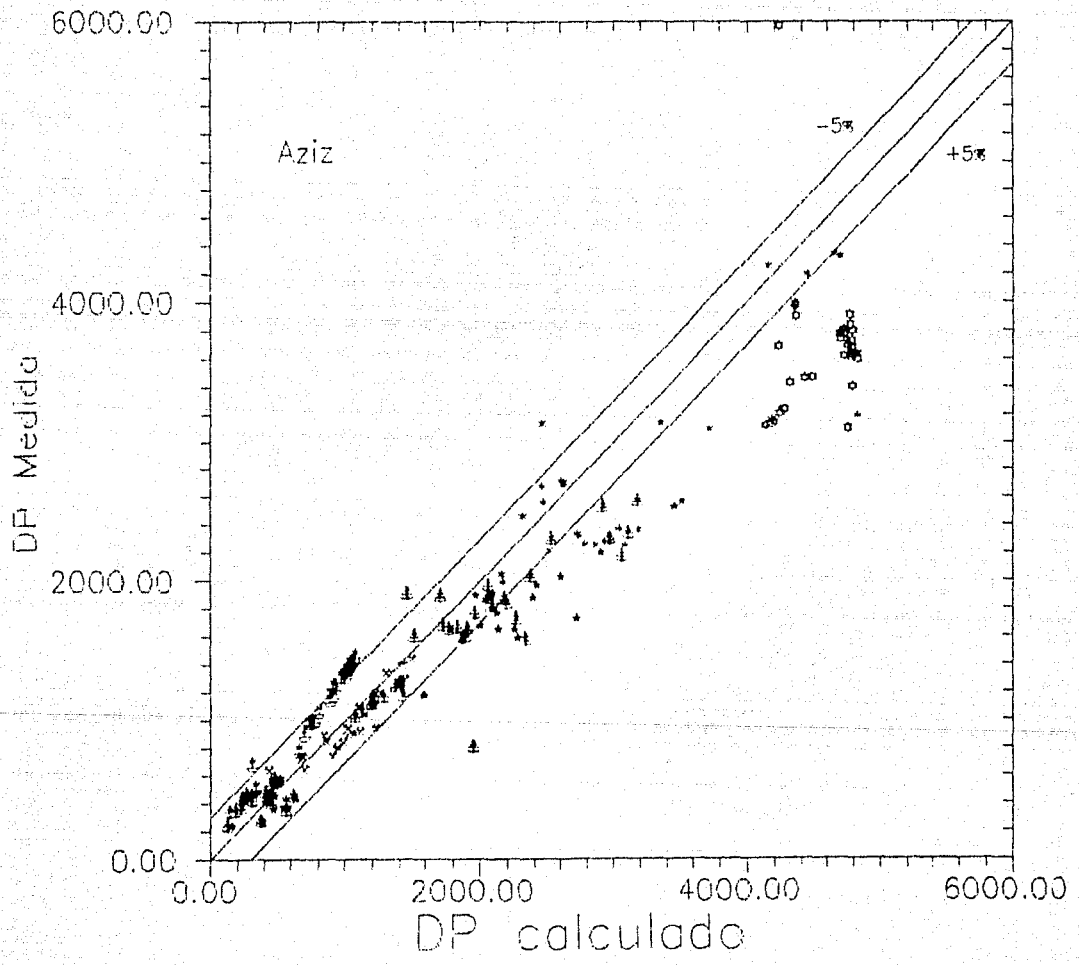


FIG. 4.17

Datos Generales

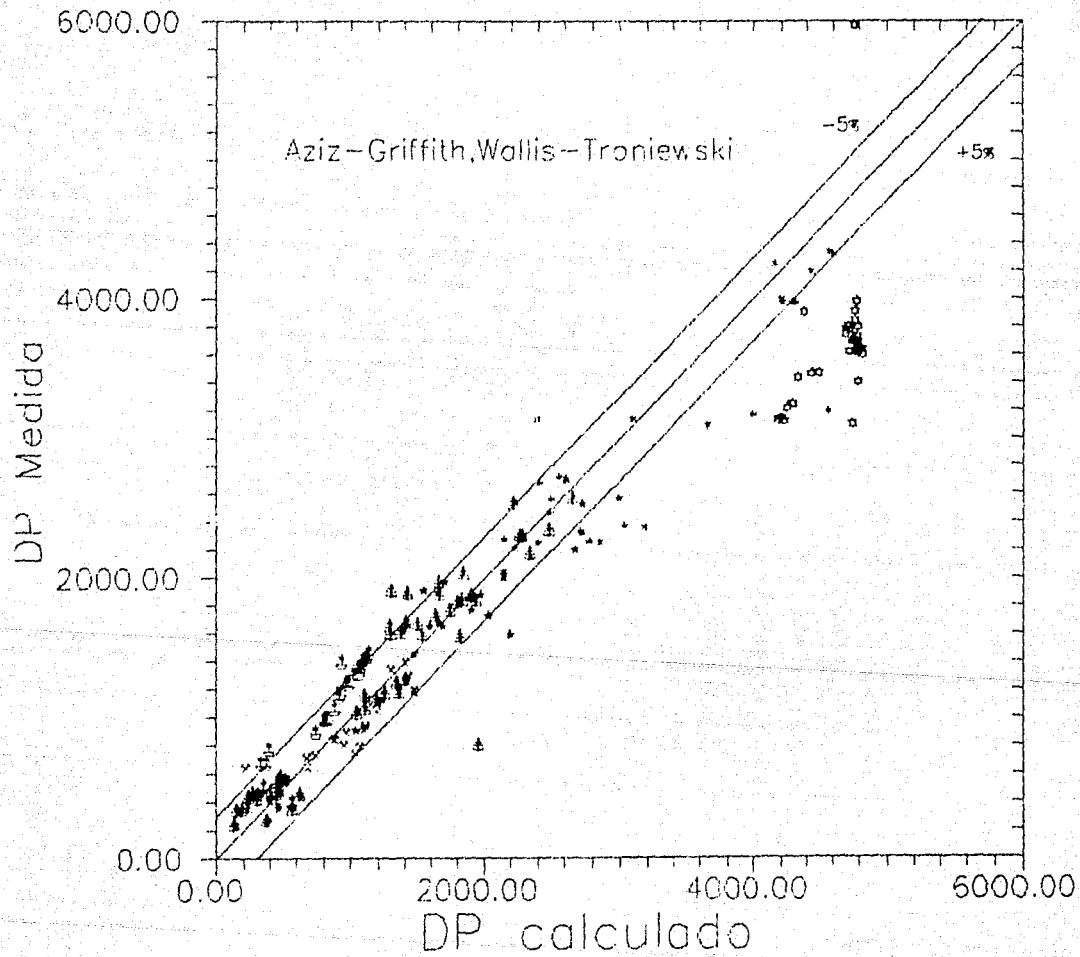


FIG. 4.24

Datos Generales

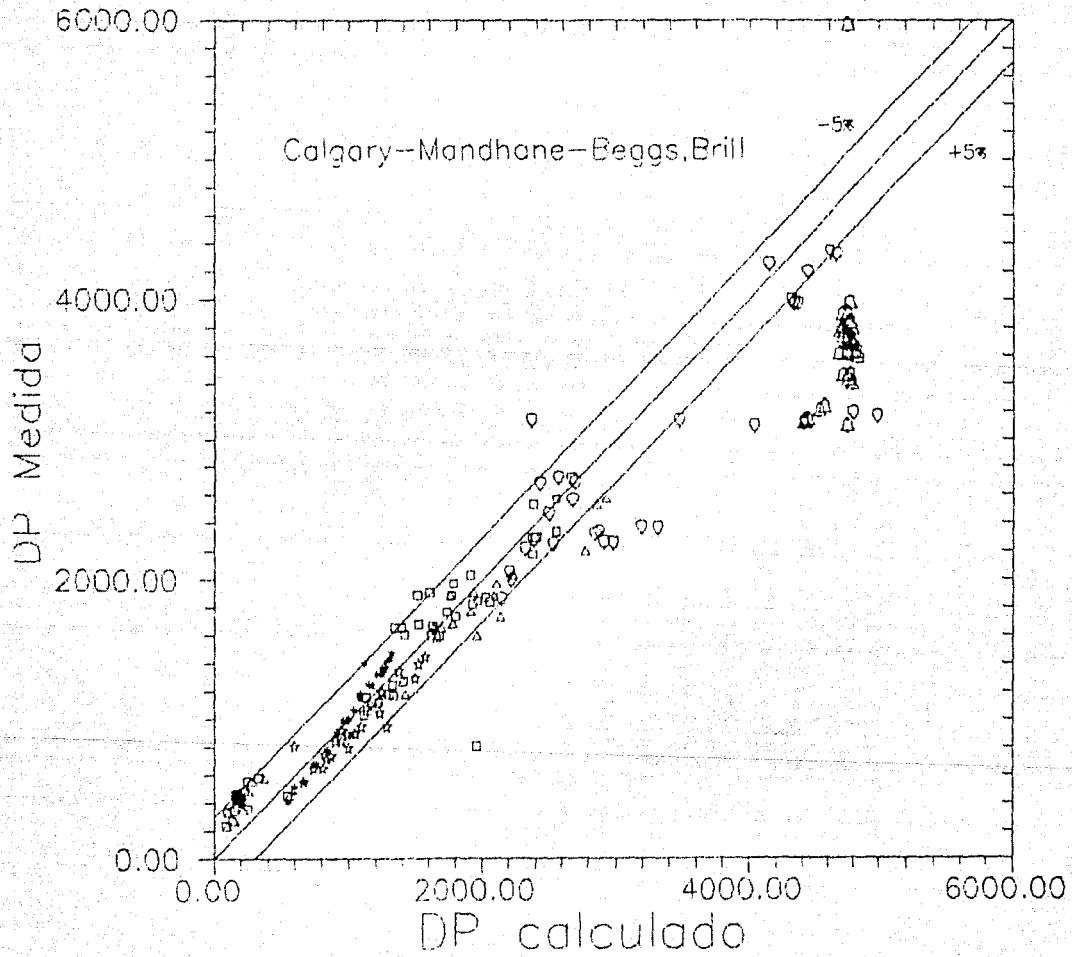


FIG. 4.31

Datos Generales

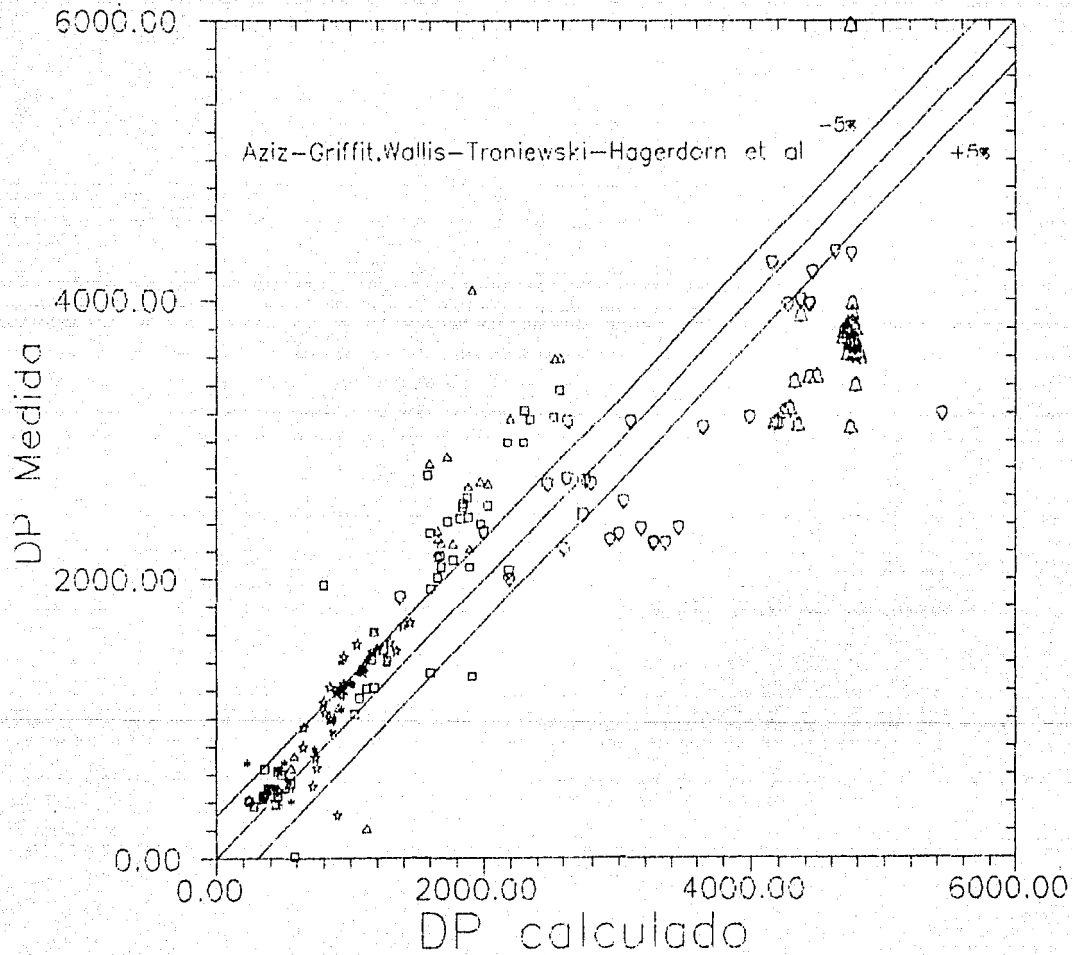


FIG. 4.38