



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**“ANALISIS DE CORRELACION DE FLUJO EN
TUBERIAS VERTICALES PARA GAS SECO Y
HUMEDO”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE.

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO

DIRECTOR DE TESIS:

M . I . NESTOR MARTINEZ ROMERO



MÉXICO, D. F. 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-753

SR. ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ANÁLISIS DE CORRELACIONES DE FLUJO EN TUBERÍAS VERTICALES PARA GAS SECO Y HÚMEDO

- I INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES**
 - II GAS SECO Y GAS HÚMEDO**
 - III ANÁLISIS NODAL**
 - IV CORRELACIONES PARA GAS SECO Y GAS HÚMEDO**
 - V ANÁLISIS DE LAS CORRELACIONES EN LA APLICACIÓN DE UN CASO PRÁCTICO**
 - VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- ANEXO**
BIBLIOGRAFÍA
NOMENCLATURA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F. a 7 de julio de 2003
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB:JAGC*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“ANÁLISIS DE CORRELACIÓN DE FLUJO EN TUBERÍAS
VERTICALES PARA GAS SECO Y HÚMEDO”

TESIS PRESENTADA POR:

ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO

DIRIGIDA POR:

M. I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
VOCAL: M. I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
SECRETARIO: M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA
1ER SUPLENTE: ING. CARLOS LIRA SIL
2DO. SUPLENTE: ING. MARTÍN CARLOS VELÁZQUEZ FRANCO

Agradecimientos.

A mi mamá, a mi papá y a mi hermana. Sin ustedes no habría tenido la felicidad de vivir lo que he vivido. Este trabajo es la culminación de 28 años de apoyo y cariño incondicionales que me han brindado. Es el resultado del esfuerzo de ustedes tres, mucho más que del mío propio. Los amo.

Te lo dedico a ti Gris. Detrás de cada página hay un recuerdo hermoso contigo y si agregara una página por cada uno de ellos, estaría escribiendo el libro de amor más grande del mundo. Gracias por todo: tiempo, dedicación, cariño, compañía, caricias, palabras, apoyo, por animarme e impulsarme. Gracias por abrirme las puertas de tu casa y de tu corazón. Gracias por dejarte amar y sobre todo por amarme como lo haces. Te amo.

A toda mi familia: tías, tíos, primas, primos, porque han estado siempre en mi corazón. A mis abuelas aunque no las conocí. A mi abuelo Manuel porque en todo momento me mostraba su cariño; ojalá estuvieras aquí para que vieras que por fin me estoy titulando. A mi abuelo Nacho porque siempre tiene un buen consejo y porque no ha perdido el sentido del humor.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por su nobleza. Por brindarme un espacio para conocer y apreciar la diversidad cultural de mi sociedad.

Al Ing. Néstor Martínez Romero por su paciencia y apoyo. A todos mis profesores en todos los niveles, principalmente a los de la UNAM y a los que fueron parte de esta tesis.

Por supuesto, a mis compañeros en la universidad con los que compartí momentos excelentes.

Al Ing. Carlos Berlfein, que me brindó su confianza y apoyo desde el inicio de esta tesis.

A mis amigos de antes, a los de hoy y a los de siempre, por compartir el mismo camino

A la gente de Schlumberger que me abrió las puertas, y por su apoyo hasta el día de hoy.

A todas aquellas personas que han tenido un paso fugaz por mi vida, dejándome enseñanzas.

Índice	2
Resumen	5
1. Introducción y antecedentes	6
1.1 Panorama general en México de la exploración, explotación, producción y consumo de gas natural.	6
1.2 Flujo y correlaciones de gas en tuberías.	7
2. Gas seco y gas húmedo	10
2.1 Introducción	10
2.2 Propiedades del gas natural	11
2.2.1 Densidad relativa del gas	11
2.2.2 Factor de volumen del gas	12
2.2.3 Densidad del gas libre	12
2.2.4 Factor de compresibilidad del gas	12
2.2.5 Correcciones para el factor de compresibilidad del gas por presencia de otros gases	14
2.2.6 Viscosidad del gas	15
2.3 Fundamentos de flujo de gas en tubería	15
2.3.1 Ecuación general de energía	15
2.3.2 Ecuación de flujo de gas en tubería vertical	17
2.3.3 Número de Reynolds	18
2.3.4 Presión Media	18
2.4 Gas seco	18
2.5 Gas húmedo	19

3. Análisis nodal*	22
3.1 Introducción	22
3.2 Sistema integral de producción	23
3.3 Curvas IPR	27
3.4 Curvas de Capacidad de Transporte de la Tubería	30
4. Correlaciones para gas seco y gas húmedo	33
4.1 Introducción	33
4.2 Flujo multifásico en tuberías	33
4.2.1 Patrones de flujo	34
4.2.2 Conceptos y ecuaciones fundamentales del flujo multifásico	37
4.2.2.1 Colgamiento	37
4.2.2.2 Resbalamiento	38
4.2.2.3 Colgamiento sin resbalamiento	38
4.2.2.4 Velocidad superficial del líquido y del gas	38
4.2.2.5 Velocidad real del líquido y del gas	38
4.2.2.6 Velocidad de la mezcla	38
4.2.2.7 Densidad de la mezcla de los fluidos	38
4.2.2.8 Densidad de la mezcla sin resbalamiento	39
4.2.2.9 Viscosidad de la mezcla	39
4.3 Correlaciones para gas seco y gas húmedo	39
4.3.1 Correlación de Duns y Ros	40
4.3.2 Correlación de Hagedorn y Brown	41
4.3.3 Correlación de Orkiszewski	43
4.3.4 Correlación de Govier y Azíz	44
4.3.5 Correlación de Gray	45
4.3.6 Correlación de Beggs y Brill	45
4.3.7 Método de Cullender y Smith	46

* “Análisis Nodal” es una marca registrada de la compañía Schlumberger

5. Análisis de las correlaciones en la aplicación de un caso práctico	50
5.1 Introducción	50
5.2 Ejemplo de aplicación	50
5.2.1 Pozo de Gas y Condensado	51
5.2.2 Pozo de Gas Seco	64
6. Conclusiones y recomendaciones	69
Bibliografía	72
Nomenclatura	75
Anexo	77

Resumen

Son grandes las expectativas que la industria petrolera nacional tiene respecto a la exploración y explotación de gas, y el crecimiento interno en el consumo del mismo también es grande. Es ahí donde mejores métodos de análisis y producción de este hidrocarburo, serán parte importante en el conjunto de actividades que involucran la explotación de este bien no renovable.

Parte de esas actividades son analizar y comprender ecuaciones matemáticas que reflejen el comportamiento del gas en el pozo. Comprendiendo la teoría de los gases seco y húmedo y los fenómenos que existen cuando el gas se desplaza a través de una tubería vertical y entendiendo el sistema de producción y herramientas como el Análisis Nodal, se es capaz de hacer uso de programas de cómputo que nos faciliten los cálculos y ahorren tiempo. Es ahí donde programas de cómputo juegan un papel importante, volviéndose una herramienta poderosa que ayuda a unir teoría y práctica.

El flujo de trabajo fue el siguiente: se presenta la teoría de propiedades del gas, el sistema de producción incluyendo Análisis Nodal e Índice de productividad de un pozo y teoría sobre el desarrollo de seis correlaciones de flujo multifásico vertical. Al final con una programa computacional y con información de un pozo análogo a la Región Norte del país, se pone la teoría.

Se analizaron dos pozos, uno de gas seco y uno gas de gas húmedo. Entre otras cosas se concluyó que en los casos analizados de un yacimiento de gas y condensado, las correlaciones de flujo multifásico de Govier-Aziz, Hagedorn-Brown y Gray, presentaron los cálculos más precisos.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

Objetivo del capítulo: describir de forma general en el desarrollo de yacimientos de gas en México como parte del conjunto de actividades de PEMEX y la relación de ese desarrollo con mejores métodos de extracción de gas desde el yacimiento hasta la superficie.

1.1 Panorama general en México de la exploración, explotación, producción y consumo de gas natural.

México espera un crecimiento en el consumo anual de gas de 10%, requiriéndose por tanto desarrollar con urgencia nuevas fuentes de abastecimiento. Se han realizado diversos proyectos tendientes a incrementar la oferta de este hidrocarburo, como el proyecto Burgos cuya aportación permitió alcanzar a Pemex Exploración y Producción (PEP) una producción total de 4,511 MMpcd en 2001. PEP, planea varios proyectos a través de los cuales se incrementarán los recursos destinados a la exploración y explotación de este energético.

PEMEX inició en el año 2000 un proyecto de 13 mil millones de dólares a 15 años, como un esfuerzo para ampliar las fuentes de abastecimiento de gas natural. Esta nueva estrategia, basada en una variedad de proyectos relacionados con el desarrollo de gas, debe aumentar la producción anual en 3.5 miles de millones de pies cúbicos diarios adicionales en 2008.

Además destina gran parte de su gasto de inversión en el desarrollo de sus yacimientos ricos en gas natural no asociado en el Noreste de México. El 55% de nuestras reservas probadas de gas natural están en yacimientos de gas no asociado en el Noreste de México.

Como parte de los trabajos de exploración en PEMEX, en 2002 se descubrió el yacimiento donde se ubica el pozo Lankahuasa 1, en la parte central de la plataforma continental del Golfo de México. Una prueba de producción resultó con 15.45 MMpcd de gas dulce constituido por 98% de metano, uno por ciento de etano y fracciones menores de otros hidrocarburos. Este descubrimiento representa la confirmación de la existencia de una nueva provincia productora de gas no asociado y vuelve atractiva dicha área.

Como se puede ver, se están llevando a cabo grandes inversiones y proyectos en México con el objetivo de incrementar las reservas de gas natural, por eso es necesario hoy en día asegurar el mejor aprovechamiento de los recursos del subsuelo con el desarrollo de técnicas y herramientas, o utilizando las existentes en la industria. La producción de hidrocarburos, como parte fundamental de ese aprovechamiento, juega un papel importante para determinar la mejor manera de extraer los hidrocarburos gaseosos, los cuales han ganado terreno en el consumo industrial y habitacional.

La forma de analizar los sistemas de producción es midiendo la caída de presión en el recorrido de los fluidos desde el yacimiento, en donde los pozos son la parte de ese sistema en que más pérdidas de presión se tienen. Los métodos y técnicas utilizadas en el estudio del comportamiento de los fluidos y sus respectivas caídas de presión dentro de la tubería en los pozos de producción son muchos, donde cada uno aplica en distintos rangos de aplicación, teniendo ventajas y desventajas sobre cada uno de los otros métodos.

1.2 Flujo de gas en tuberías y correlaciones

Con el fin de analizar y diseñar el sistema de producción de un yacimiento de gas húmedo o seco, es necesario como parte de ese análisis, calcular la caída de presión total que existe desde el yacimiento hasta la boca del pozo. Los cálculos de estas caídas de presión son muy complejos para cada una de las

condiciones que pueden existir en el sistema de producción y es necesario recurrir a correlaciones semi-empíricas y empíricas. Dichas correlaciones toman en cuenta siete variables importantes que afectan las pérdidas de presión en un pozo fluyente. Estas variables son el diámetro de la tubería, los gastos manejados, viscosidad del fluido, densidad del fluido, relación gas-aceite (GOR), relación agua-aceite (WOR) y finalmente el efecto del colgamiento cuando además del gas, se manejan condensados y/o agua. La desviación que pueda tener un pozo vertical es otra variable que está siendo tomada en cuenta.

Como se detallará más adelante, el gas producido en un pozo puede ser seco o húmedo. Cuando se tiene un pozo con gas húmedo, por ser un flujo bifásico, es decir gas y líquidos, las correlaciones que se utilizan para estudiarlo, son las de flujo multifásico. Se tiene información de la existencia de estudios de éste flujo desde 1797. En la literatura se encuentran diversas correlaciones y ecuaciones que hablan sobre flujo multifásico vertical. El primer trabajo teórico en el análisis de flujo vertical fue realizado por Versluys (1930). Sin embargo, las aportaciones importantes vienen a partir del año 1945.

El primer trabajo publicado con significado práctico fue realizado por Poettmann y Carpenter (1952). A partir de este se han hecho diversos trabajos adicionales como el de Gilbert (1954), Duns y Ros⁽¹⁶⁾ (1963), Hagedorn y Brown⁽¹⁷⁾ (1965), Orkiszewski⁽¹⁸⁾ (1967), Govier y Aziz⁽¹⁴⁾ (1972), y Beggs y Brill⁽¹⁵⁾ (1973)

Todos estos trabajos y otros más, aportan métodos de predicción de pérdidas de presión en tuberías verticales que han sido presentados como correlaciones de flujo multifásico. Sin embargo, la pregunta sigue siendo ¿Cuál de estos métodos es el más preciso bajo un conjunto de condiciones dadas de operación?

Algunos autores, como por ejemplo el mismo Hagedorn y Brown, han realizado trabajos comparativos entre las diferentes correlaciones con el fin de determinar sus precisiones en diversos rangos de operación e identificar sus debilidades y

fortalezas. Generalmente estos autores concuerdan en que las correlaciones de Hagedorn y Brown⁽¹⁷⁾, Orkiszewski⁽¹⁸⁾, Beggs y Brill⁽¹⁵⁾, y Aziz-Govier⁽¹⁴⁾ dan los resultados más reales en amplios rangos de operación; aún así estas correlaciones son susceptibles a presentar notables divergencias respecto a los datos medidos en campo, es decir, que ningún método parece ser consistentemente superior en amplios rangos de operación y que existen otros como el desarrollado por Gray o el Duns y Ros, que en ocasiones funcionan mejor que los métodos supuestamente más precisos.

Las compañías petroleras operadoras y las de servicios, así como instituciones y universidades relacionadas con la industria de los hidrocarburos, han desarrollado programas de computadoras que calculan las pérdidas combinando varias correlaciones. Estos programas son más precisos porque están generalmente desarrollados de modo que utilicen cada correlación bajo rangos de operación en donde funcionan con mayor precisión.

En México, la investigación de este tipo de fenómenos no ha tenido el desarrollo que se necesita, entre otras causas porque la inversión en este aspecto no es prioritaria en instituciones como PEMEX o el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), o porque existen otros proyectos que generan mayores ganancias a corto plazo y necesitan menores inversiones. Esto no quiere decir que no se desarrollen y/o existan trabajos de importantes con gran impacto en la industria petrolera nacional.

La aplicación de las correlaciones para predecir pérdidas de presión en la Tubería de Producción (TP) como parte del sistema integral de producción es importante en la industria petrolera. Algunos de sus usos son: análisis del flujo natural, terminaciones, desaguar pozos de gas, instalaciones de sistemas artificiales, tamaño de las líneas de transmisión, tamaño de los ductos de gas.

CAPÍTULO 2

GAS SECO Y GAS HÚMEDO

Objetivo del capítulo: Introducir los conceptos de yacimientos de gas seco y gas húmedo, sus propiedades y describir los fundamentos del flujo de gas en tuberías.

2.1 INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de gas natural producen hidrocarburos que existen principalmente en fase gaseosa a las condiciones del yacimiento. Es simplemente una acumulación natural de una mezcla de hidrocarburos en forma gaseosa e impurezas. Sus componentes típicos son metano, etano y en menor cantidad propano y más pesados. Los no hidrocarburos contenidos en el gas pueden clasificarse en dos grupos; el primer grupo son elementos que diluyen como el vapor de agua, N_2 y CO_2 ; el segundo grupo es el de los contaminantes tales como el H_2S y otros componentes del sulfuro que reducen el poder calorífico del gas.

El gas natural es un fluido homogéneo de baja densidad y viscosidad, incoloro e inodoro. Es uno de los gases inflamables más estables. Se inflama dentro de los límites de 5 al 15% de mezcla con aire, y su temperatura de ignición va de 1,100 a 1,300 °F. Su poder calorífico es de 1,000 Btu/pe⁵.

La Figura 2.1 muestra las condiciones de profundidad y temperatura en que se forman el gas seco, el gas húmedo y el petróleo

Nota sobre la bibliografía*

* La información contenida en los Capítulos 2, 3 y 4, en su mayoría fue tomada del libro "Transporte de Hidrocarburos" del Ingeniero Francisco Garaicochea, siendo apoyada por las fuentes indicadas en la sección de "Bibliografía y Referencias" contenidas en este trabajo de tesis.

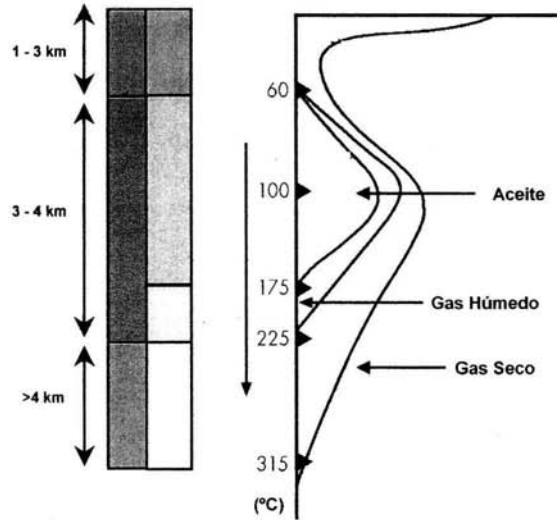


Figura 2.1.-Generación del petróleo y gas en relación con la profundidad y la temperatura.**

2.2 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

2.2.1 Densidad relativa del gas

Existen tres tipos de densidades relativas del gas. La densidad relativa que generalmente se tiene como dato, es la del gas producido (γ_g)

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} q_{gi}}{q_g} \quad , \quad 2.1$$

donde: *

n = número de etapas de separación

γ_{gi} = densidad relativa de gas en la salida del separador i.

* Ver la nomenclatura al final de este trabajo de tesis para referirse al significado de las variables de las ecuaciones que a partir de esta sección se presentan.

***"Química de los hidrocarburos"; Ph.D. Sylvain Jayawardane; Aberdeen; 2000.

q_{gi} = gasto de gas a la salida del separador i (pies³ @c.s./día)

q_g = gasto de gas a la entrada del separador (pies³ @c.s./día)

La densidad relativa del gas disuelto puede obtenerse con la correlación de Katz.

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02^\circ API + R_s \times 10^{-6} (0.6874 - 3.5864^\circ API) \quad 2.2$$

La densidad relativa del gas libre puede obtenerse con la siguiente ecuación:

$$\gamma_{gf} = \frac{R \gamma_g - R_s \gamma_{gd}}{R - R_s} \quad 2.3$$

2.2.2 Factor de volumen del gas

De la ecuación de los gases reales se obtiene:

$$B_g = \frac{0.02825(T + 460)Z}{P} \quad 2.4$$

2.2.3 Densidad del gas libre

$$\rho_g = \frac{0.0764 \gamma_{gf}}{B_g} \quad 2.5$$

2.2.4 Factor de compresibilidad del gas

Utilizando la correlación de Standing, Las ecuaciones para las condiciones pseudocríticas del gas seco son:

$$T_{pc} = 167 + 316.67 \gamma_{gf} \quad 2.6$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50 \gamma_{gf} \quad . \quad 2.7$$

Las ecuaciones para gases húmedos son:

$$T_{pc} = 238 + 210 \gamma_{gf} \quad , \quad 2.8$$

$$P_{pc} = 740 - 100 \gamma_{gf} \quad . \quad 2.9$$

Las ecuaciones siguientes permiten calcular, por ensaye y error, el valor de Z:

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \quad . \quad 2.10$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad . \quad 2.11$$

$$\rho_r = 0.27 P_{pr} / Z T_{pr} \quad . \quad 2.12$$

$$Z = 1 + (A_1 + A_2 / T_{pr} + A_3 / T_{pr}^3) \rho_r + (A_4 + A_5 / T_{pr}) \rho_r^2 + A_5 A_6 \rho_r^5 / T_{pr} + (A_7 \rho_r^2 / T_{pr}^3) (1 + A_8 \rho_r^2) \cdot \exp(-A_8 \rho_r^2) \quad . \quad 2.13$$

donde:

$$A_1 = 0.31506$$

$$A_5 = -0.6123$$

$$A_2 = -1.0467$$

$$A_6 = -0.10489$$

$$A_3 = -0.5783$$

$$A_7 = 0.68157$$

$$A_4 = 0.5353$$

$$A_8 = 0.68446$$

El procedimiento consiste en suponer un valor de Z y obtener p_r para ese valor supuesto. Se calcula Z con la ecuación anterior y se compara con el supuesto. Si no coinciden estos valores, se hace para la siguiente iteración el valor de Z supuesto igual al valor de Z calculado. El procedimiento se repite hasta caer dentro de una tolerancia preestablecida (se recomienda menor o igual a 0.001). Este procedimiento es para calcular Z a presiones menores de 5,000 lb/pg² abs y densidades relativas menores o iguales que 0.7.

2.2.5 Correcciones para el factor de compresibilidad del gas por presencia de otros gases.

Las propiedades pseudocríticas de gases que contienen cantidades apreciables de CO₂ y H₂S, pueden calcularse por el método de Standing-Katz, modificado por Wichert y Aziz.

La modificación de este método consiste en usar un factor de ajuste (ϵ_3) para calcular la presión y temperatura pseudocríticas:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \epsilon_3 \quad , \quad 2.14$$

$$P'_{pc} = P_{pc} T'_{pc} / (T_{pc} + y_{H_2S}(1 - y_{H_2S})\epsilon_3) \quad . \quad 2.15$$

ϵ_3 se determina con base en las fracciones molares de CO₂ y H₂S de la siguiente manera:

$$\epsilon_3 (^{\circ}R) = 120 \left(y_{\frac{CO_2}{H_2S}}^{0.9} - y_{\frac{CO_2}{H_2S}}^{1.6} \right) + 15 \left(y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^4 \right) , \quad 2.16$$

donde:

$y_{\frac{CO_2}{H_2S}}$ es la suma de las fracciones molares de CO₂ y H₂S.

y_{H_2S} es la fracción molar de H₂S

2.2.6 Viscosidad del gas

La viscosidad del gas generalmente se obtiene con la correlación de Lee.

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp(X(\rho_g / 62.428)^Y) \quad 2.17$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794\gamma_{gf})(T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4\gamma_{gf} + (T + 460)} \quad 2.18$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X \quad 2.19$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2897\gamma_{gf} \quad 2.20$$

2.3 FUNDAMENTOS DEL FLUJO DE GAS EN TUBERÍA

2.3.1 Ecuación general de energía

La ecuación general de energía que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se obtiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema. Todas las demás ecuaciones de flujo de fluidos se derivan de la forma básica de balance de energía la cual, para un sistema estático (sin dependencia en el tiempo ni en el patrón de flujo), puede ser expresado como:

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2, \quad 2.21$$

donde ΔW_f son las pérdidas de energía por fricción, ΔW_s son pérdidas de energía por trabajo externo, E_1 es la energía por unidad de masa, en la posición uno y E_2 es la energía por unidad de masa, en la posición dos.

La energía de expansión (E_e) está dada por:

$$E_e \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = p \left(\frac{lb_f}{pie^2} \right) V \left(\frac{pie^3}{lb_m} \right) \quad 2.22$$

La energía potencial (E_p) se expresa:

$$E_p \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = g \left(\frac{pie}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) h(pie) = \frac{g}{g_c} h \quad 23$$

y la energía cinética (E_c):

$$E_c \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = \frac{v^2}{2} \left(\frac{pie^2}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) = \frac{v^2}{2g_c} \quad 2.24$$

Sustituyendo las tres energías anteriores en las posiciones 1 y 2 en la ecuación 2.21, sustituyendo el volumen específico (V) por $1/\rho$, multiplicando toda la ecuación por $\rho/\Delta L$ y considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo, se tiene:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} + \rho \frac{g\Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} = 0 \quad 25$$

Considerando la caída de presión positiva en la dirección de flujo, se tiene:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \rho \frac{g\Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \quad 2.26$$

A esta ecuación se le acostumbra escribir en la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f, \quad 2.27$$

donde:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \text{gradiente de presión total,}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = \text{gradiente de presión debido a la elevación,}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{ac} = \text{gradiente de presión debido a la aceleración, y}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \text{gradiente de presión debido a la fricción.}$$

2.3.2 Ecuación de flujo de gas en tubería vertical

En el flujo en tubería vertical se consideran despreciables las pérdidas de presión por aceleración. Sustituyendo en la ecuación 2.27, términos de pérdidas de presión por fricción y elevación del gas en unidades prácticas se obtiene la siguiente expresión:

$$P_1^2 - P_2^2 = \left(\frac{f}{461.346^2}\right) \left(\frac{P_o}{T_o + 460}\right) \left(\frac{q_g \gamma_g \bar{Z}(\bar{T} + 460)L}{d^5}\right) + 0.03756 \frac{\bar{P}^2 \gamma_g h}{\bar{Z}(\bar{T} + 460)} \quad 2.28$$

De la ecuación anterior podemos determinar el comportamiento de un pozo productor de gas. A partir de la ecuación 2.28, se han desarrollado varios métodos para calcular las caídas de presión en tuberías verticales que al igual que las correlaciones, tienen sus propias formas de calcular los parámetros que intervienen en las ecuaciones como por ejemplo el factor de fricción. Se hará mención de alguno de estos métodos en el Capítulo 4, pero no se utilizarán con propósitos de aplicación en este trabajo.

2.3.3 Número de Reynolds

Es conveniente utilizar un número de Reynolds exclusivo para gas. La siguiente ecuación está en unidades prácticas y sirve para calcularlo:

$$N_{Re} = 0.0201056 \frac{q_g \gamma_g}{d \mu_g} \quad 2.29$$

2.3.4 Presión media

Como la presión en tuberías con gas no es lineal entre dos puntos, se recomienda usar la siguiente expresión para determinarla:

$$p = \frac{2}{3} \left[\frac{p_1^3 - p_2^3}{p_1^2 - p_2^2} \right] \quad 2.30$$

2.4 GAS SECO

El gas seco contiene principalmente metano con algunos hidrocarburos intermedios. La Figura 2.2, muestra el diagrama de fases del gas seco. Las condiciones iniciales del yacimiento (presión y temperatura medias) se encuentran fuera de la envolvente a la derecha del punto crítico, punto A y las

condiciones normales del separador también caen fuera de la envolvente de fase, punto B, así que no se forma líquido en el yacimiento ni en la superficie.

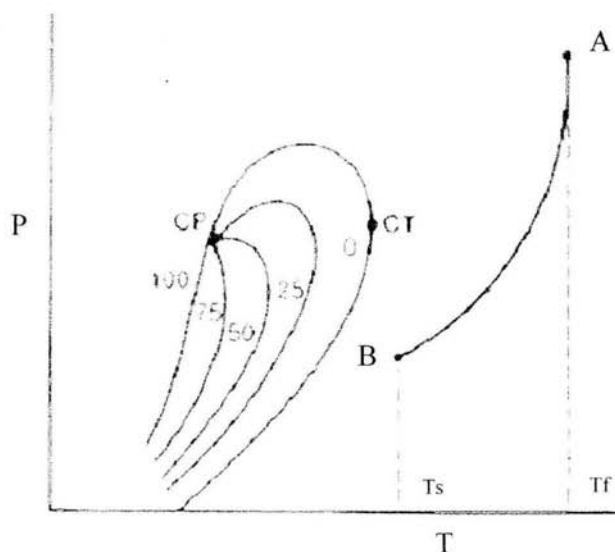


Figura 2.2.-Diagrama de fases de un yacimiento de gas seco.

La palabra "seco" indica que el gas no contiene moléculas pesadas para formar hidrocarburos líquidos en la superficie. Usualmente algo de agua se condensa en la superficie.

2.5 GAS HÚMEDO

La Figura 2.3, muestra el diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo. Las condiciones iniciales del yacimiento (presión y temperatura medias) se encuentran fuera de la envolvente a la derecha del punto crítico, punto A, y las condiciones normales del separador se encuentran dentro de la envolvente de fase, punto B.

En un yacimiento de gas húmedo, existe únicamente gas en el yacimiento durante toda su vida productiva. Es por ello que no hay formación de líquidos en el yacimiento. Sin embargo, las condiciones de separación caen dentro de la envoltura ocasionando la formación de líquidos en la tubería de producción y en las instalaciones superficiales.

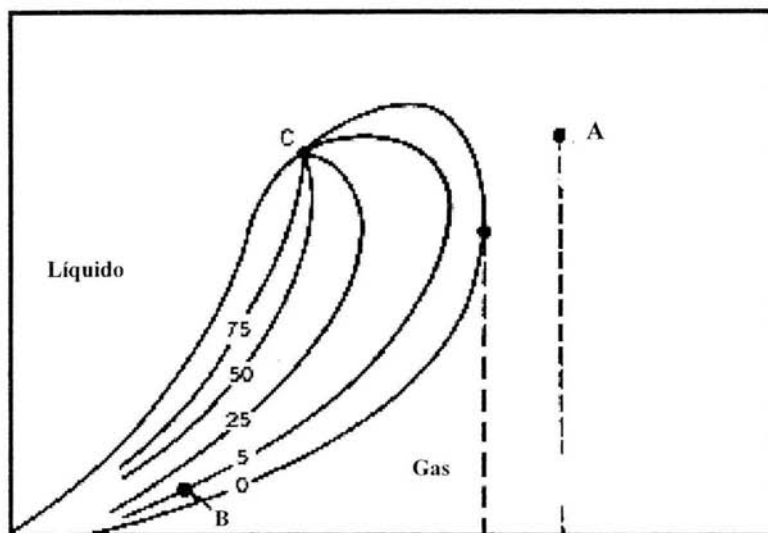


Figura 2.3.-Diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo.

El líquido que se forma es llamado comúnmente condensado. Esto se presta para confusión al referirnos al gas húmedo y al gas retrógrado. La palabra "húmedo" se refiere a hidrocarburos líquidos que se condensan a condiciones de superficie o en la tubería de producción y no al contenido de agua que pueda tener el gas; de hecho, el gas del yacimiento normalmente está saturado con agua.

Los líquidos producidos por el gas húmedo tienen los mismos rangos de densidad que los líquidos provenientes de los gases retrógrados. Sin embargo,

la densidad de los líquidos en el tanque, provenientes de yacimientos de gas húmedo no cambia durante la vida del yacimiento. Los gases húmedos producen muy altas relaciones gas-aceite y permanecerán constantes en toda la vida productiva del yacimiento.

En las Tablas 2.1 y 2.2, se muestran varias características de la composición de los gases seco y húmedo. La Tabla 2.1, muestra la composición típica de estos. La Tabla 2.2, presenta cómo se clasifican estos yacimientos según algunas relaciones físicas y químicas de los fluidos.

Tabla 2.1.-Composición típica de los gases seco y húmedo.

Compuesto	Gas Seco	Gas Húmedo
N ₂	0.3	0.2
CO ₂	1.1	2.1
C1	90	85
C2	4.9	4.7
C3	1.7	3.2
i-C4	0.6	1.2
n-C4	0.5	1
i-C5	0.3	0.9
n-C5	0.2	0.8
p-C6	0.2	0.3
p-C7	0.2	0.6

Tabla 2.2.-Clasificación generales de los yacimientos de gas.

Tipo de fluido	Apariencia en la superficie	Rango de RGA	Densidad específica del gas	Densidad API del aceite	Composición típica en % mol					
					C1	C2	C3	C4	C5	C6+
Gas seco	Gas transparente y líquidos sin color	Esencialmente gas	0.60 - 0.65		96	2.7	0.3	0.5	0.1	0.4
Gas húmedo	Gas transparente con pequeñas cantidades de líquido sin color o muy claro	Mayor a 100,000 scf/bbl	0.65 - 0.85	60° - 70°	87	5	3.2	2.2	1.6	1

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS NODAL*

Objetivo del capítulo: Introducir los conceptos de “Sistema Integral de Producción”, el Índice de Productividad del yacimiento, y la capacidad de transporte de la tubería.

3.1 INTRODUCCIÓN

El concepto de “Nodal” fue publicado en 1979 Kermit Brown, Joe Mach y Eduardo Proaño (Artículo de la SPE No. 8025). El análisis nodal combina, utilizando una técnica sencilla, los diversos componentes de los pozos ya sean de aceite o de gas, con el fin de predecir sus gastos de flujo y optimizar los diversos componentes del sistema de producción.

Se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectoros o productores mediante un equipo artificial de producción. Por otra parte, al analizar el comportamiento de los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de producción y/o transporte. Así, es posible estudiar y comprender con relativa facilidad el comportamiento de estranguladores, válvulas de seguridad y demás herramientas que son usadas en la producción de un yacimiento.

Esta técnica también se puede utilizar para hacer evaluaciones de los tratamientos de estimulación que se hayan hecho para reducir el daño a la formación.

* “Análisis Nodal” es una marca registrada de la compañía Schlumberger.

3.2 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

Este sistema consiste básicamente de tres secciones o módulos:

1. Flujo a través del medio poroso; es ahí donde se mide la capacidad de un yacimiento para llevar a la superficie sus fluidos, utilizando curvas llamadas IPR (Inflow Performance Relationship)
2. Flujo a través de las tuberías verticales o inclinadas de los pozos; terminación del pozo (pozo propiamente dicho), perforaciones, empacamiento de grava, estimulaciones, etc.
3. Flujo a través de tuberías horizontales o inclinadas de las instalaciones superficiales; ductos de transporte, válvulas superficiales de seguridad, estranguladores, sistemas artificiales, etc.

La Figura 3.1, muestra un sistema de producción y la Figura 3.2, un sistema de producción complejo (incluyendo válvulas, restricciones y estranguladores) con sus caídas de presión.

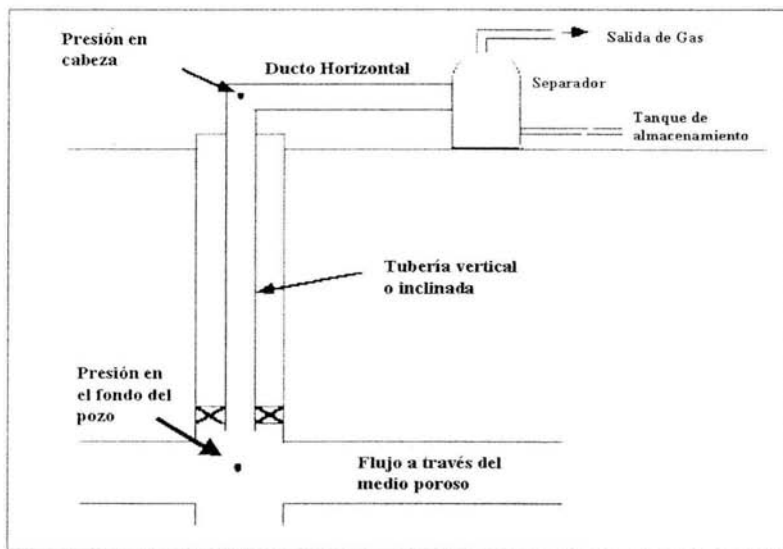


Figura 3.1.-Sistema integral de producción.

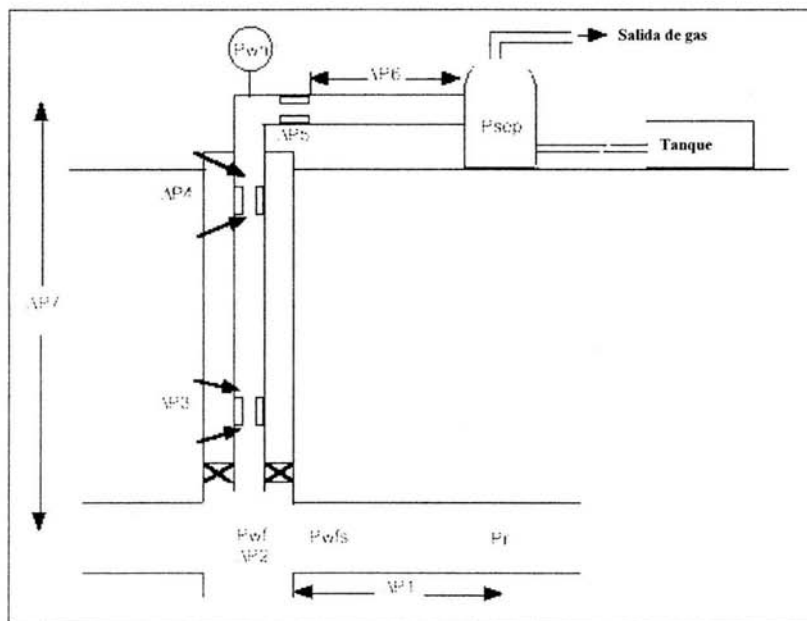


Figura 3.2.-Caídas de presión en un sistema de producción complejo.

donde,

$\Delta P1$ = Pérdidas de presión a través del medio poroso ($P_r - P_{wfs}$), donde P_{wfs} es la presión del yacimiento justo antes de la presión fluyente)

$\Delta P2$ = Pérdidas de presión a través de los disparos ($P_{wfs} - P_{wf}$)

$\Delta P3$ = Pérdidas de presión a través de alguna restricción existente (ej. empacador).

$\Delta P4$ = Pérdidas de presión en la válvula de seguridad (ej. válvula de tormenta)

$\Delta P5$ = Pérdidas de presión en el estrangulador superficial.

$\Delta P6$ = Pérdidas de presión a lo largo del ducto hasta el separador.

$\Delta P7$ = Pérdidas de presión en el pozo, que incluye tubería y accesorios.

En estos sistemas se tiene la siguiente igualdad:

$$q = f(\Delta p) \quad . \quad 3.1$$

Lo que quiere decir esta igualdad es que el gasto de hidrocarburos siempre está en función de las caídas de presión en todo el sistema de producción a través de sus componentes.

Se dijo que la razón fundamental de someter un sistema de producción a la técnica de análisis nodal es simplemente porque ésta involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo. Desde la perspectiva de la evaluación esto es posible, sin embargo, en condiciones de diseño, sin restricciones económicas, es factible dimensionar el sistema en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida, o bien, la capacidad de transporte idónea, teniendo como limitante tan sólo la capacidad de afluencia del yacimiento al pozo.

De todo el sistema de producción, ésta tesis se enfoca en estudiar las caídas de presión en pozos verticales de gas seco y gas húmedo, con un diseño simple como que se muestra en la Figura 3.3.

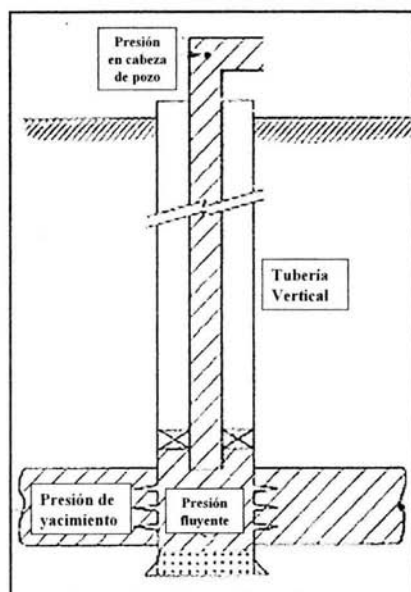


Figura 3.3.-Nodos en un sistema simple de producción.

Para entender cómo se analizan las caídas de presión en los pozos con esta técnica, debemos definir lo que es un nodo. Un nodo no es un elemento físico; es un punto que se elige dentro de cualquier elemento del sistema de producción y que se considera funcional cuando existe un cambio de presión a través de él. La Figura 3.3 muestra algunos puntos donde pueden ser colocados los nodos.

De todos los nodos que se pueden colocar en el sistema de producción, se selecciona uno de ellos para dar una solución al sistema mismo, y se llamará "Nodo solución". La selección de este depende del componente que queremos aislar para evaluarlo; de esta manera se puede evaluar el funcionamiento de herramientas como estranguladores o válvulas de seguridad. La ubicación del nodo no modifica el resultado final, pero en la mayoría de los casos resulta conveniente en el fondo del pozo. De esta forma el nodo queda ubicado entre el

yacimiento y otro componente dominado por el comportamiento de la tubería, dividiendo al sistema en dos partes.

Los parámetros del yacimiento que se pueden estimar usando análisis nodal son:

- Daño (ej. después de haber re-disparado el intervalo productor)
- Permeabilidad

El análisis nodal tiene dos componentes principales: las curvas IPR y las curvas capacidad de transporte de la tubería.

3.3 CURVAS IPR

Como se comentó, el nodo seleccionado puede dividir en dos partes al sistema. La curva IPR, representará el comportamiento de todos los componentes ubicados aguas arriba del nodo (antes del nodo según la dirección de flujo) Por ejemplo, si colocamos un nodo en el fondo del pozo, la IPR mostrará el comportamiento del yacimiento con base en las características de este. Algunas cualidades de la curva IPR son:

- ✓ Gasto de aceite o gas vs presión de fondo fluyendo
- ✓ Origen de la ordenada = presión del yacimiento ($\Delta p = 0 \rightarrow q = 0$)
- ✓ Intersección de la abcisa = gasto máximo posible ($\Delta p = P_r \rightarrow q = \max$)

Los factores que afectan a las curvas IPR son:

- Las propiedades de los fluidos
 - ✓ Aceite: viscosidad, RGA, punto de burbujeo, Bo, densidad.
 - ✓ Gas: viscosidad, factor Z, compresibilidad, densidad.

- Algunas correlaciones de IPR que se pueden utilizar son: para aceite, Darcy o Vogel; para gas, Jones o Darcy.
- Geometría de pozo (vertical u horizontal)
- Propiedades de la formación:
 - a. Presión promedio del yacimiento
 - b. Permeabilidad
 - c. Daño (incluye desviación, disparos, etc.)
 - d. Espesor neto

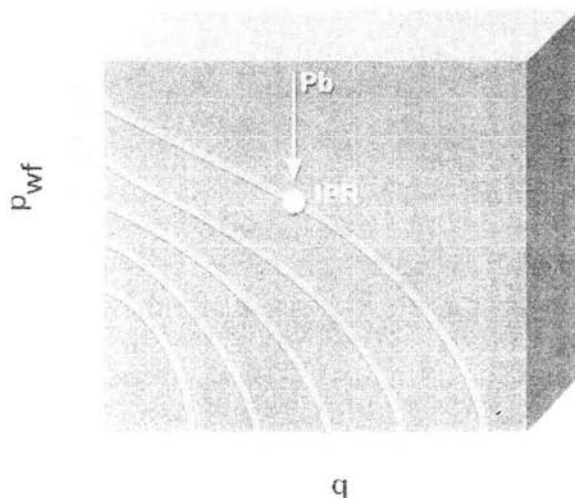


Figura 3.4.-Ejemplos de curvas IPR.

La Figura 3.4 muestra curvas IPR para un mismo pozo en distintas etapas de la vida del yacimiento.

La Figura 3.5, muestra varias curvas IPR. La línea (1) indica índices de productividad (PI) constantes que normalmente ocurren en flujo de líquido en una sola fase por arriba de la presión del punto de burbujeo. La línea (2) es una línea curva que indica un índice de productividad por debajo de la presión de burbujeo, debido a que en el yacimiento existe aceite y gas.

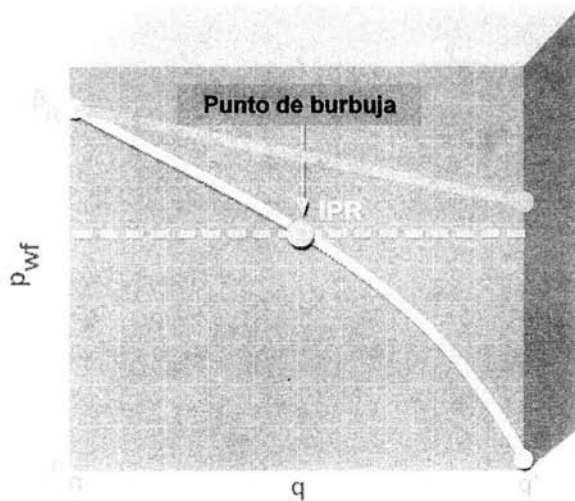


Figura 3.5.-Gráfica de IPR arriba y abajo del punto de burbuja.

Los siguientes métodos y sus respectivas ecuaciones pueden ser usados para graficar las curvas IPR para pozos de gas, objeto de estudio de esta tesis.

1. PI constante

$$Q = J(P_{ws}^2 - P_{wf}^2) \quad 3.2$$

donde

J = índice de productividad

2. Back pressure/C, n

Desarrollada por Rawlins y Schellhardt en 1935 después de probar 532 pozos. La constante "C" y la inversa de la pendiente "n", son parámetros calculados a partir de la IPR del pozo construida con pruebas de presión al mismo. La ecuación es:

$$Q = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad 3.3$$

3. Forchheimer

En la ecuación de Forchheimer tenemos "F" que es un coeficiente de turbulencia y "A" que es el coeficiente laminar. "Q" es el gasto de gas; la ecuación es:

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = FQ^2 + AQ \quad 3.4$$

4. Jones

En la ecuación de Jones tenemos "A" que es un coeficiente de turbulencia y "B" que es el coeficiente laminar. "Q" es el gasto de gas es:

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = AQ^2 + BQ \quad 3.5$$

5. Estado pseudoestacionario/Darcy

Donde "s" es el factor de daño, "k" es la permeabilidad de la formación, "h" es el espesor de la formación, "re" es el radio de drene y "rw" es el radio del pozo.

$$Q = \frac{kh(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)}{[144 \mu g T Z (\ln[re / rw] - 0.75 + s)]} \quad 3.6$$

3.4 Curvas de Capacidad de Transporte de la Tubería

En contraparte a la IPR, la curva de capacidad de transporte de la tubería representará el comportamiento de todos los componentes ubicados aguas abajo del nodo (después del nodo según la dirección del pozo) Teniendo el mismo nodo el fondo del pozo, esta curva mostrará cómo se comporta el fluido

del yacimiento a través de las tuberías y herramientas con base en sus características. Esta curva es función de la presión hidrostática, la fricción y la aceleración.

La intersección de ambas curvas en una gráfica P_{wf} vs Q , nos indica el punto de operación, que significa el máximo gasto que podemos obtener para las condiciones establecidas en nuestro sistema, ver Figura 3.6. Si cambiamos el diámetro de la tubería, la presión estática del yacimiento o alguna otra característica del sistema, el gasto que obtendremos será diferente.

Si el caso es tan simple que se supone constante la presión en la cabeza del pozo, entonces la curva de capacidad de transporte puede ser construida fácilmente suponiendo diferentes gastos y determinando la correspondiente presión de entrada de flujo en el fondo del agujero para un conjunto de datos de tamaño de la tubería, RGA, presión en la cabeza del pozo, profundidad y propiedades de los fluidos. Para formar las curvas outflow, se utilizan las correlaciones para flujo vertical. Las más populares son Hagedorn y Brown⁽¹⁷⁾, Orkiszewski⁽¹⁸⁾, Duns y Ros⁽¹⁶⁾, y Beggs y Brill⁽¹⁵⁾. Dependiendo de la correlación seleccionada, tendremos diferentes valores en la curva de capacidad de transporte y por lo tanto, diferentes valores en los puntos de operación. En la actualidad, existen programas de computadoras que nos permiten generar directamente resultados utilizando estas y otras correlaciones.

En el Capítulo 4 se hablará más profundamente de las correlaciones existentes más utilizadas.

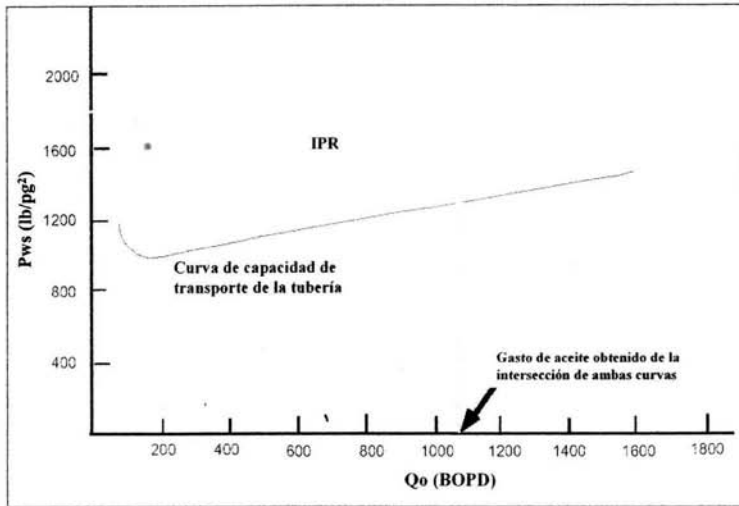


Figura 3.6.-Curvas IPR y de capacidad de transporte de la tubería. Su intersección indica el punto de operación.

Los factores que afectan a las curvas capacidad de transporte son:

- Propiedades del fluido
 - a. Aceite: viscosidad, RGA, punto de burbujeo, Bo, densidad.
 - b. Gas: Viscosidad, factor Z, compresibilidad, densidad.
- Correlaciones de capacidad de transporte usadas, por ejemplo, para aceite se puede usar Dun y Ros⁽¹⁶⁾, y para gas se puede usar Gray⁽¹⁹⁾.
- Fricción en las tuberías
- Propiedades de la terminación
 - a. Tamaño de la tubería
 - b. Restricciones en la tubería
 - c. Rugosidad de la tubería

CAPÍTULO 4

CORRELACIONES PARA GAS SECO Y GAS HÚMEDO

Objetivo del capítulo: Conocer los conceptos y ecuaciones fundamentales del flujo multifásico, y las diferentes correlaciones que describen el flujo de gas en tuberías verticales.

4.1 INTRODUCCIÓN

Al pasar el gas del yacimiento a través de la tubería de producción, se consume la mayor parte de la energía disponible para transportarlo hasta las compresoras, rectificadores o cualquiera que sea su destino, por lo que es importante hacer una evaluación precisa de la distribución de la presión a lo largo de dicha tubería. Al hacerlo conjuntamente con un análisis integral del sistema de producción y con análisis nodal, es posible:

- a. Diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga.
- b. Obtener la presión de fondo fluyendo, sin intervenir los pozos.
- c. Calcular el efecto de los estranguladores sobre el gasto.
- d. Estudiar pozos fluyentes.

4.2 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

Cuando el flujo es vertical, las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas por lo que el gradiente de presión debido a la misma generalmente se desprecia:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{Total} = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{elevación} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{fricción} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{aceleración} \quad 4.10$$

Las correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión con flujo multifásico en tuberías, pueden clasificarse en tres grupos en base al criterio utilizado en su desarrollo.

Grupo I.- No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. En este grupo están incluidos los métodos de Poettmann y Carpenter, Fancher y Brown, y Baxendell y Thomas.

Grupo II.- Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido. No se distinguen patrones de flujo. Un ejemplo de este grupo lo constituye el método de Hagedorn y Brown⁽¹⁷⁾.

Grupo III.- Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones que caen dentro de este grupo son las de Duns y Ros⁽¹⁶⁾, Orkiszewski⁽¹⁸⁾, Aziz⁽¹⁴⁾, Beggs y Brill⁽¹⁵⁾, entre otras.

4.2.1 Patrones de flujo

En general, el problema de predecir la caída de presión cuando fluyen gas y líquidos al mismo tiempo es muy complejo. Consiste en predecir la variación de presión con la elevación a lo largo de la tubería de producción para ciertas condiciones conocidas de flujo. El flujo vertical multifásico puede tener variaciones en la distribución de una fase respecto a la otra, llamándosele patrón

de flujo. Orkiszewski⁽¹⁸⁾ definió cuatro patrones de flujo, que son los más aceptados.

El primero de ellos es el régimen de burbuja, que consiste en la liberación de gas de un aceite bajosaturado cuando este alcanza su punto de burbujeo dentro de la tubería. El aceite forma la fase continua, Figura 4.1.



Figura 4.1.-Flujo burbuja.

El siguiente patrón que se ha identificado es el flujo bache; aquí, tanto la fase líquida como la gaseosa contribuyen al gradiente de presión. El gas existe como burbujas más grandes llenando la tubería, separadas por baches de líquido, Figura 4.2.



Figura 4.2.-Flujo bache.

El tercer tipo de flujo es el anular bache, también llamado transición; esencialmente los baches de líquidos desaparecen y se forma una fase discontinua, Figura 4.3.



Figura 4.3.-Flujo anular-bache.

El cuarto patrón de flujo es el anular-niebla; se caracteriza por la continuidad de la fase gaseosa con pequeñas gotas de líquido contenido en él y formando una película en la pared de la tubería. El caso típico de este tipo de régimen es cuando se produce en un yacimiento de gas y condensado, Figura 4.4.



Figura 4.4.-Flujo anular-niebla.

El gas-condensado existe únicamente como un gas en el yacimiento durante toda su vida productiva. Debido a esto, no hay formación de líquidos en el yacimiento. Sin embargo, las condiciones de separación caen dentro de la envolvente ocasionando la formación de líquidos en la tubería de producción y en la superficie, ver Figura 2.3, Capítulo 2.

4.2.2 Conceptos y ecuaciones fundamentales del flujo multifásico

Los siguientes conceptos han sido utilizados por distintos autores, para explicar el fenómeno de flujo multifásico en tuberías verticales y desarrollar sus correlaciones. Es necesario tener claro estos conceptos para poder comprender la forma en que una describen y predice el flujo de un fluido dentro de una tubería vertical.

4.2.2.1 Colgamiento (y_L): relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida. Depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen al mismo tiempo en la tubería. Existen varias correlaciones para obtener el colgamiento del líquido y la mayoría de los autores, dentro del procedimiento propuesto, indican la forma de calcularlo. Una correlación general es la de Mukherjee y Brill⁽²⁰⁾, obtenida a partir de más de 1,500 mediciones para flujo con ángulos de inclinación de 0° a 90°.

$$y_L = \exp \left[\left(C_1 + C_2 \text{sen} \theta + C_3 \text{sen}^2 \theta + C_4 N_{L\mu}^2 \right) \frac{N_{gv}^{C5}}{N_{Lv}^{C6}} \right],$$

4.2

donde:

$$N_{L\mu}^2 = 0.15762 \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \sigma^3} \right)^{0.25},$$

4.3

$$N_{Lv} = 1.938 v_{sl} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25},$$

4.4

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25}$$

4.5

y los coeficientes de la expresión son distintos según la dirección del flujo (ascendente o descendente) y del tipo de flujo.

4.2.2.2 Resbalamiento: describe el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Para calcular las pérdidas de presión por elevación (carga hidrostática), es necesario predecir con precisión el colgamiento considerando el resbalamiento entre las fases.

4.2.2.3 Colgamiento sin resbalamiento (λ): se define en la misma forma que y_L pero se calcula a partir de las condiciones de P y T de flujo existentes, considerando las producciones obtenidas en la superficie.

4.2.2.4 Velocidades superficial del líquido y del gas (v_{sL} , v_{sg}): son las velocidades que tendría cualquiera de las fases si ocupara toda la tubería.

4.2.2.5 Velocidades real del líquido y del gas (v_L , v_g): aplicando el concepto de colgamiento se puede obtener la velocidad correspondiente a cada fase.

4.2.2.6 Velocidad de la mezcla: en la suma de la velocidad superficial del gas y la velocidad superficial del líquido.

4.2.2.7 Densidad de la mezcla de los fluidos:

$$\rho_m = \rho_L y_L + \rho_g (1 - y_L).$$

4.6

4.2.2.8 Densidad de la mezcla sin resbalamiento:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda).$$

4.7

4.2.2.9 Viscosidad de la mezcla: dependiendo del método que se aplique, se usan las siguientes ecuaciones.

$$\mu_{ns} = \mu_L + \mu_g (1 - \lambda).$$

4.8

$$\mu_m = \mu_L^{y_L} \mu_g^{(1-y_L)}.$$

4.9

4.3 CORRELACIONES PARA GAS SECO Y GAS HÚMEDO

A continuación se revisarán las características principales de las correlaciones que han mostrado mejores resultados en el cálculo de las caídas de presión en tuberías verticales y que serán las utilizadas para ser analizadas en el siguiente capítulo.

Se hará énfasis en el estudio de las correlaciones de flujo multifásico porque estas han sido adaptadas para calcular caídas de presión en pozos de gas seco y húmedo a partir de la relación gas-aceite o algunas de ellas se desarrollaron particularmente para este tipo de yacimientos.

Las siguientes correlaciones son las que se utilizarán por ser las más comunes para flujo multifásico en tuberías verticales y ser las más precisas:

Para flujo vertical donde predomina el gas:

- Duns y Ros⁽¹⁶⁾.
 - Gray⁽¹⁹⁾ y Ros⁽¹⁶⁾; disponible a través del API; maneja producción tanto de agua como de condensados.
- El desarrollo de diversas correlaciones se basó en modificaciones a la de Duns y Ros⁽¹⁶⁾, entre las que se encuentran:
- Orkiszewski⁽¹⁸⁾
 - Beggs y Brill⁽¹⁵⁾; puede ser utilizada para gas húmedo, da buenos resultados en pozos de gas con relaciones de líquido menores de 50,000 a 75,000 pie³ estándar/barril y también para pozos relativamente secos.
 - Govier y Aziz⁽¹⁴⁾
 - Hagedorn y Brown⁽¹⁷⁾

Además se revisará el método de predicción de gradientes de presión de Cullender-Smith que, como ya se mencionó, no son correlaciones, sino métodos que calculan las caídas mediante la solución de integrales mediante alguna técnica como la regla de Simpson.

4.3.1 Correlación de Duns y Ros⁽¹⁶⁾

Es el resultado de trabajos de investigación en laboratorio con modificaciones y ajustes usando datos de campo; obtuvieron 20,000 datos de 4,000 pruebas realizadas en tuberías verticales con diámetros internos de 1.260, 3.157 y 5.602 pulgadas. Utilizaron mezclas gas-líquidos que varían de gas y agua, a aceite lubricante de alta viscosidad. La correlación sirve para calcular pérdidas de presiones y colgamiento determinando el régimen de flujo por la correlación que desarrollaron ellos mismos. Duns y Ros⁽¹⁶⁾ tomaron como base para su estudio el balance de presión en vez de la ecuación del balance de energía.

Desarrollaron ecuaciones para tres regiones de flujo, (I) régimen de flujo burbuja, tapón y espuma, (II) el remanente de flujo espuma y régimen de flujo bache, (III) régimen de flujo niebla. La correlación está en términos del número de la velocidad adimensional del gas, el número del diámetro de la tubería, el número de la viscosidad del líquido y de una expresión matemática adimensional. Estos grupos adimensionales son iguales a los desarrollados por Hagedorn y Brown⁽¹⁷⁾. Duns y Ros⁽¹⁶⁾ también correlacionó la velocidad con resbalamiento como una relación entre el colgamiento del líquido y la relación colgamiento de gas-líquido. Las correlaciones para cada región de flujo, junto con las correlaciones para la velocidad con resbalamiento, dieron el método para calcular el gradiente de presión total.

El porcentaje de error reportado fue menor al 8%.

Su trabajo tuvo las siguientes conclusiones:

- 1) La ecuación de balance de la presión puede ser resuelta utilizando diferentes correlaciones para varios regímenes de flujo.
- 2) Los tres regímenes de flujo deben usarse para predecir los gradientes de presión.
- 3) La precisión de las correlaciones es razonable en rangos de producción bajos de gas.
- 4) La correlación no es aplicable para cálculo con tres fases.

Nota: para ver con más profundidad el desarrollo matemático, ver Apéndice 1

4.3.2 Correlación de Hagedorn y Brown⁽¹⁷⁾

La correlación de Hagedorn y Brown⁽¹⁷⁾ (1965) es usada para calcular las pérdidas de presión y el colgamiento. Tiene la posibilidad de determinar el régimen de flujo con Beggs y Brill⁽¹⁵⁾, Duns y Ros⁽¹⁶⁾ o Taitel y Duckler⁽²¹⁾. Fue

desarrollada siguiendo un estudio experimental de gradientes de presión que ocurren durante el flujo continuo bifásico en conductos verticales de diámetro pequeño. Se usó un pozo experimental de 1,500 pies y tuberías de 1, 1¼ y 1½ pulgadas de diámetro nominal. Las pruebas se realizaron en amplios gastos de flujo de líquido, gastos de gas-líquido y viscosidades de líquido. Todas sus correlaciones involucran solamente grupos adimensionales de ecuaciones.

El factor de fricción se calcula con la ecuación de Darcy-Weisbach y se grafica como función del Número de Reynolds. Hagedorn y Brown calcularon el Número de Reynolds considerando una mezcla homogénea líquido-gas. Se usó una correlación de factor de fricción del Número de Reynolds para las dos fases, el número de la velocidad del líquido y el número de la velocidad del gas. La correlación considera el resbalamiento entre líquido y gas, pero el patrón de flujo es independiente. Los datos experimentales incluían mediciones del gradiente de presión pero no del colgamiento del líquido. El colgamiento del líquido fue calculado a partir de datos y representa un parámetro de correlación pero no del colgamiento del líquido real, es por eso que algunos autores consideran que el valor colgamiento es subestimado.

Las conclusiones hechas por Hagedorn y Brown fueron:

- 1) La viscosidad del líquido tiene un efecto sobre las pérdidas de presión que ocurren en el flujo de dos fases y en particular con viscosidades mayores a 12 cp.
- 2) Se puede definir un factor de colgamiento más confiable haciendo experimentos con tuberías largas en lugar de tuberías cortas.
- 3) No parece necesario separar las dos fases dentro de los varios patrones de flujo para obtener suficiente precisión para propósitos ingenieriles.
- 4) El cambio en la energía cinética puede ser el motivo de las pérdidas de presión totales en un porcentaje considerable, particularmente en la cabeza del pozo donde se encuentran bajas presiones en la tubería.

- 5) La correlación es general y puede ser aplicada en un amplio rango de condiciones.

4.3.3 Correlación de Orkiszewski⁽¹⁸⁾

Orkiszewski revisó varios de los métodos que habían sido publicados hasta entonces y de sus observaciones preparó una correlación simple. Esta correlación aplica para todos los tamaños de tuberías y tipos de fluidos, y puede ser usada para predecir las pérdidas de presión en todos los rangos de flujo. Es extensamente usada como base de programas de computadora en la industria actual.

En sus observaciones, Orkiszewski determinó cuatro patrones de flujo: burbuja, bache, anular-bache y anular-niebla.

Para establecer y evaluar su modelo, Orkiszewski analizó varios métodos publicados y los aplicó para predecir caídas de presión en pozos con condiciones muy diferentes a las supuestas en el desarrollo de los mismos. Orkiszewski observó que los mejores resultados, bajo ciertas condiciones de flujo, se obtenían con los métodos de Griffith - Wallis, y Duns - Ros, por lo que tomó esas correlaciones como base para desarrollar su método, combinándolas para los diferentes patrones de flujo considerados. Encontró que la correlación de Griffith y Wallis era confiable en rangos de bajas relaciones en el flujo niebla, pero no era precisa en rangos altos. El método de Duns y Ros presentó el mismo comportamiento excepto que es muy inexacto para aceites de alta viscosidad en rangos de baja relación de flujo.

Con su aplicación se obtuvo una precisión del orden del 10%, cuando los valores predichos se compararon contra datos de mediciones de caídas de presión en 148 pozos. El autor establece que la diferencia en velocidad y la geometría de las dos fases tienen una influencia considerable en las caídas de presión. En

este método, la densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento, considerando en ella el resbalamiento entre las fases. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Estos factores proporcionan la base para analizar el flujo bifásico en los diferentes patrones de flujo.

Orkiszewski concluyó que su método es suficientemente preciso para flujos bifásicos y trifásicos en la mayoría de las condiciones de flujo y que la precisión podría mejorar haciendo un análisis riguroso de la distribución de las fases del líquido a lo largo de la tubería.

4.3.4 Correlación de Govier y Aziz⁽¹⁴⁾

En 1972, Govier y Aziz publicaron en Canadá su correlación la cual se basó en datos de laboratorio y campo para todo tipo de fluido y todos los tamaños de tubería. Su correlación se basó en una ecuación mecánica la cual ha sido probada contra datos de campo.

La correlación de Aziz y Govier es usada para calcular pérdidas de presión, colgamiento y patrones de flujo; fue desarrollada en un estudio de caídas de presión en pozos productores de gas y condensado. Se analizaron a detalle datos de gasto vs caídas de presión, provenientes 102 pozos con relaciones de gas-líquido entre 3,900 y 1,170,000 pie³/bl. Las condiciones de fase en el agujero se determinaron usando cálculos flash. Los datos de gradientes de presión para flujo bajo condiciones de una sola fase fueron comparados con las predicciones convencionales, y generalmente se confirmaron. Para el caso de condiciones de flujo bifásico, los datos de campo se compararon con varios métodos empíricos de predicción y con este nuevo método de predicción basado parcialmente en la mecánica del flujo. La predicción incorpora una estimación empírica de la distribución de la fase líquida entre la que fluye como una película sobre la pared y la que entra en el núcleo de gas. Utiliza ecuaciones de

momento separadas, para la mezcla gas-líquido en el núcleo y para el contenido total en la tubería.

4.3.5 Correlación de Gray⁽¹⁹⁾

La correlación de H. E. Gray es usada para predecir las pérdidas de presión y el colgamiento en una tubería. Esta correlación fue desarrollada para flujo vertical en sistemas de gas y condensado en los que predomina la fase gaseosa (gas húmedo). El flujo es tratado como una fase, y el agua o el condensado que caen se asume que se adhieren a la pared de la tubería. Se recomienda utilizar en casos con flujo vertical donde la velocidad es menor a 50 pie/seg, el tamaño de la tubería es menor a 3½ pg, el gasto de condensado es menor a 50 bl/mmpc, y el gasto de agua es menor a 5 bl/mmpc. La correlación no define patrones de flujo pero sí propone una correlación para y_L donde intervienen diversos números adimensionales. Para el cálculo de la pérdida de carga por fricción, Gray propone que la rugosidad se calcule a partir de una correlación suya donde interviene la tensión superficial.

4.3.6 Correlación de Beggs y Brill⁽¹⁵⁾

En 1973, Beggs y Brill establecieron una correlación para calcular la distribución de la presión y colgamiento en tuberías con flujo multifásico, a partir de pruebas de laboratorio realizadas en la Universidad de Tulsa. El método es aplicable para flujos horizontal, inclinado y vertical. Los experimentos se realizaron en tubos de acrílico transparente, los cuales podían ser cambiados de posición horizontal a vertical y viceversa, que en realidad fue la aportación de su trabajo, el poder calcular las pérdidas de presión en tuberías inclinadas y pozos direccionales; tenían dispositivos para medir gastos, caídas de presión, ángulos de inclinación y colgamiento. Presentaron los resultados de estudios en tuberías de 1 y 1½ de pg, utilizando aire y agua.

No obstante que el método fue desarrollado dentro de rangos limitados, en trabajos posteriores se ha comprobado que permite predecir con bastante exactitud las caídas de presión en tuberías verticales con flujo simultáneo de aceite, gas y agua, y para pozos relativamente secos.

4.3.7 Método de Cullender-Smith⁽¹³⁾

Este método funciona para calcular las caídas de presión en un yacimiento de gas de una sola fase (gas seco) ya sea que esté fluyendo o que esté estático, para tuberías verticales e inclinadas. Es uno de los métodos más conocidos y sencillos. Los autores proponen dos expresiones para el cálculo del factor de fricción, las que se obtuvieron por regresión experimental. La pérdida de carga se obtiene evaluando una integral que los autores sugirieron resolver por el método de Simpson. El método presenta buenos resultados para muy altas relaciones gas-líquido, disminuyendo su precisión a medida que la relación disminuye.

Para calcular las pérdidas de presión en pozos fluentes, se hace un procedimiento similar al que se realiza para pozos estáticos propuesto por el mismo autor (en este trabajo no se analizará). La ecuación a utilizar es la siguiente:

$$\int_{p_{wh}}^{p_{wf}} \frac{(p/TZ)dp}{F^2 + (p/TZ)^2 / 1000} = 18.75 \gamma_g z.$$

4.10

Por facilidad de manejo le llaman I al integrando:

$$I = \frac{p/(TZ)}{F^2 + (p/TZ)^2 / 1000}.$$

4.11

Existen dos procedimientos generalmente usados, donde solamente es considerado el valor de la presión al punto medio (pmf):

$$37.5\gamma_g z = \int_{pwh}^{pmf} dp \approx (pmf - pwh)(Im f + Iwh) + (pwf - pmf)(Iwf + Im f).$$

4.12

La ecuación anterior se puede dividir en dos partes, una para cada mitad de la tubería de flujo:

$$(pmf - pwh)(Im f + Iwh) = 37.5\gamma_g z / 2; \text{ para la mitad de arriba,}$$

4.13

$$(pwf - pmf)(Iwf + Im f) = 37.5\gamma_g z / 2; \text{ para la mitad de abajo,}$$

4.14

Y finalmente, utilizando la Regla de Simpson para obtener un valor más preciso de la presión de fondo:

$$\frac{pwf - pwh}{3} [Iwh + 4Im f + Iwf] = 37.5\gamma_g z.$$

4.15

Frecuentemente, el término de la energía cinética, despreciado en la ecuación desarrollada, también se incluye. La ecuación de Cullender-Smith queda:

$$\int_{pwh}^{pmf} \frac{(1/0.01875\gamma_g)(p/TZ) + 1.111 \times 10^{-4} q_{sc}^2 / (d^4 p)}{F^2 + (p/TZ)^2 / 1000} dp = 1000z.$$

Ec. 4.16

donde $1.111 \times 10^{-4} q_{sc}^2 / (d^4 p)$ es el término de la energía cinética.

Cuando se utilice el método de Cullender-Smith, se debe tener en mente lo siguiente:

1. Intervalos pequeños de integración darán resultados de mayor precisión al integrar la ecuación correspondiente. Se recomiendan intervalos de 1,000 pies o menos.
2. Aunque la regla de Simpson puede ser usada para obtener una mejor aproximación, no puede corregir las imprecisiones introducidas por usar intervalos grandes de integración.
3. El cambio en la energía cinética puede ser ignorado si el pozo es mayor a 4,000 pies de profundidad, o la presión en la cabeza con el pozo fluyendo es menor a 100 lb/pg². Para tener una buena precisión en la determinación del gradiente de presión, debería incluirse el término de energía cinética, especialmente si la diferencia de presión entre el fondo y la cabeza del pozo es mayor a 1,500 lb/pg².

El método descrito para el cálculo de la presión en el fondo del pozo es más o menos preciso para la mayoría de los propósitos de los cálculos ingenieriles. Sin embargo, existen incertidumbres que inevitablemente existen en estos cálculos:

- El gradiente de presión temperatura en el fondo, de aquella calculada a través de métodos.
- Las variaciones de la densidad del gas con la profundidad se consideran constantes.
- Imprecisiones en el cálculo del factor "Z" en las correlaciones disponibles. Para presiones pseudocríticas mayores a 15 no existen tablas de correlaciones. Se puede usar el método de la ecuación de estado; son

más recomendable las mediciones de laboratorio para una mayor precisión en los cálculos.

- Factor de fricción impreciso.
- Presencia de cantidades desconocidas de líquido en el agujero. Si las cantidades de líquido son considerables, se recomienda usar relaciones para flujo bifásico.
- Imprecisiones en la medición del gasto, gravedad específica y presión.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE LAS CORRELACIONES EN LA APLICACIÓN DE UN CASO PRÁCTICO

Objetivo del capítulo: poner en práctica la teoría de los capítulos anteriores y observar el comportamiento de las correlaciones bajo distintas condiciones de operación en tuberías verticales.

5.1 INTRODUCCIÓN

Con el fin de poner en práctica la teoría de los capítulos anteriores, se realizará un ejercicio que nos ayudará a comprender el comportamiento del gas del yacimiento desde el fondo hasta la cabeza del pozo. Las correlaciones que se analizarán son: Hagedorn-Brown⁽¹⁷⁾, Beggs-Brill⁽¹⁵⁾, Gray⁽¹⁹⁾, Duns-Ros⁽¹⁶⁾, Orkiszewski⁽¹⁸⁾ y Govier-Aziz⁽¹⁴⁾.

5.2 EJERCICIO DE APLICACIÓN

El cálculo de las caídas de presión con las correlaciones involucra cálculos iterativos que dificultan la solución de los problemas de este tipo. Con el fin de concentrarnos sólo en los resultados, se utilizó el programa de cómputo "Pipesim", en su módulo "Análisis de Comportamiento de Pozo" o por su nombre en inglés "Well Performance Analysis". Este programa de cómputo es un producto de la compañía Schlumberger, que permite tener un mejor entendimiento de los fluidos y del comportamiento de las presiones en cualquier punto en un sistema a analizar.

Se analizarán dos casos con diferentes condiciones operativas.

En el primero se considerará un yacimiento de gas-condensado análogo a un campo en México correspondiente a la Región Norte. Para efectos prácticos se

han modificado los nombres de los pozos que se utilizarán en estos ejemplos, dejando sólo como datos originales los correspondientes a los datos de producción, instalaciones y pruebas a los fluidos producidos.

En el segundo caso, se considerará un yacimiento de gas seco, también de un campo en México correspondiente a la Región Norte.

5.2.1 Pozo de Gas y Condensado

Este es un yacimiento de gas y condensado, análogo a un campo en México correspondiente a la Región Norte.

Los datos que se tienen son los siguientes:

Datos de la terminación

- $P_{ws} = 8,988 \text{ lb/pg}^2 @ 3,220 \text{ metros}$
- Temperatura del yacimiento = $290 \text{ }^\circ\text{F} @ 3,220 \text{ m}$

Datos de la tubería de producción

- Longitud de la tubería = 3,220 metros
- Diámetro interno de la tubería = 2.99 pg
- Temperatura en superficie = $86 \text{ }^\circ\text{F}$
- Espesor de la pared de la tubería = 0.254 pg
- Rugosidad = 0.0006 pg
- $Q_g = 4.795 \text{ mmpcd}$
- $P_{wf} = 5,473 \text{ lb/pg}^2 @ 3,220 \text{ metros}$
- $P_{wh} = 4,150 \text{ lb/pg}^2$

También se cuenta con la composición del fluido proveniente de un ensayo PVT a condiciones de yacimiento. Ver Tabla 5.1.

Tabla 5.1.-Composición de un fluido gas y condensado.

Composición del Gas	
Nitrógeno	0.00133400
Bióxico de Carbono	0.0000089286
Metano	0.79237000
Etano	0.04283900
Propano	0.01554500
Isobutano	0.00500000
Butano	0.00767860
Isopentano	0.00510710
Pentano	0.00336610
Hexano	0.00549110
XX1	0.00704730
XX2	0.00366520
XX3	0.00190630
XX4	0.00099107
XX5	0.00051518
Agua	0.10714000

Procedimiento en la aplicación del programa de cómputo.

Nota: debido a que el programa de cómputo fue hecho en inglés, la mayoría de las figuras que aparecen en este capítulo tendrán leyendas en ese idioma.

Se selecciona el módulo "Análisis del Comportamiento de Pozo" y se dibuja un pozo vertical. Se coloca un nodo solución en el fondo del pozo, entre el ícono de la terminación vertical y la tubería vertical y por último, un nodo delimitador del sistema en la cabeza del pozo. Figura 5.1.

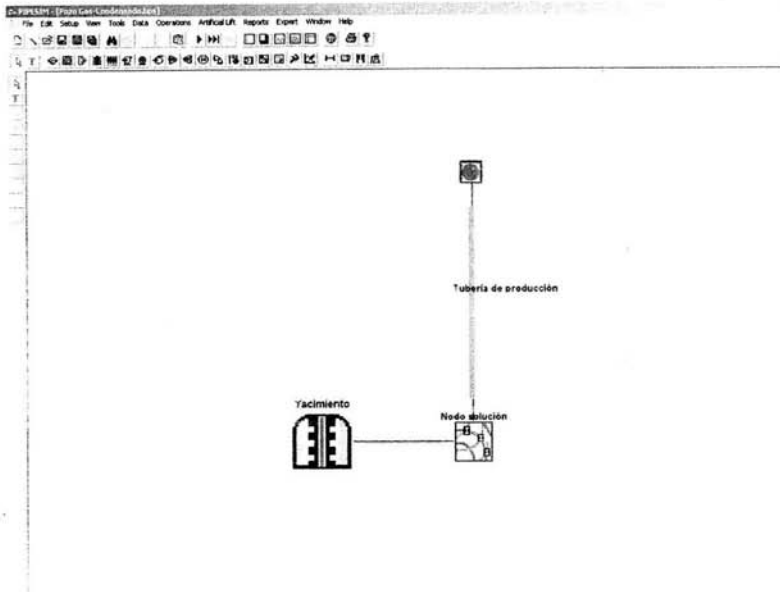


Figura 5.1.-Diagrama de un pozo vertical en el programa de cómputo.

Datos de la terminación vertical

Dar doble clic en el ícono del yacimiento y en la pantalla que se despliega, se ingresan la información de presión estática y temperatura del yacimiento en el espacio correspondiente. Se selecciona un modelo de terminación para cálculo de la IPR del pozo; en este caso fue el modelo "Well PI" referente al índice de productividad que es función únicamente de la presión de fondo fluyente (P_{wf}), la presión estática (P_{ws}) y el gasto del fluido producido (Q). Ver Figura 5.2

Vertical Completion - Yacimiento

Properties | General |

Reservoir Data

Static Pressure: 8988 psia

Temperature: 290 F

Completion Model

Model Type: Well PI

Gas PI: 9.4333285e-008 mmscf/d/psi²

Use Vogel below bubble point

Calculate/Graph...

Figura 5.2.-Captura de datos de presión y temperatura de yacimiento.

Cálculo de la IPR y el índice de productividad

Se calcula la curva IPR y el índice de productividad a partir de la información obtenida de una prueba al pozo. Se considerará un índice de productividad constante, Ecuación 3.2. Los datos son la presión estática (P_{ws}), el gasto de gas producido (Q_g) y su correspondiente presión de fondo fluvente (P_{wf}); Figura 5.3.

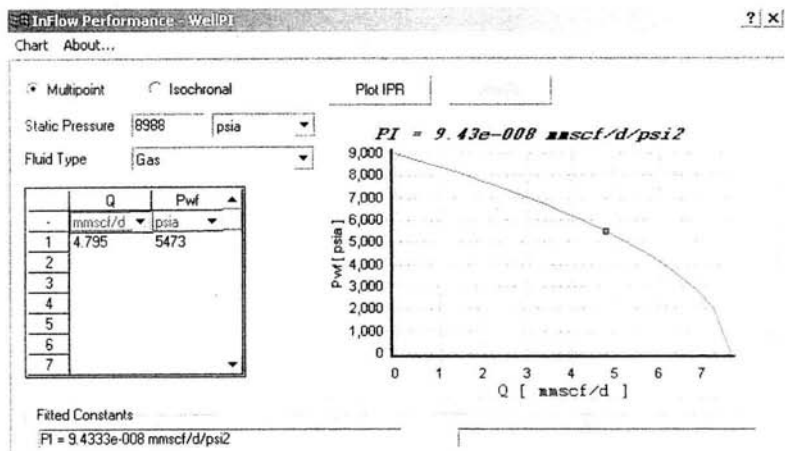


Figura 5.3.-Cálculo del índice de productividad del pozo.

Datos de la tubería vertical

Se capturan los datos de la tubería en la pantalla que se despliega al dar doble clic al ícono correspondiente; profundidad de la tubería y del intervalo productor (para efectos prácticos se considera la misma profundidad), diámetro interno, espesor y rugosidad de las paredes de la tubería de producción. Figura 5.4

Properties | General

Preferred Tubing Model

Detailed Model

Summary Table

Deviation Survey | Geothermal Survey | Tubing Configurations | Downhole Equipment

The FIRST node in the list refers to the TOP of the Tubing, starting from the Datum in the Deviation Survey
 Each Tubing Section runs FROM the MD of the previous section TO the MD as specified in the MD column

Tubing Sections

	Bottom MD	ID	Wall Thickness	Roughness	Casing ID	Flow Type	Label
	m	inches	inches	inches	inches		
1	0	2.99	0.254	0.0006		Tubing	TP 3 1/2
2	3220	2.99	0.254	0.0006		Tubing	TP 3 1/2
3			0.5	0.001		Tubing	
4			0.5	0.001		Tubing	
5			0.5	0.001		Tubing	
6			0.5	0.001		Tubing	
7			0.5	0.001		Tubing	
8			0.5	0.001		Tubing	
9			0.5	0.001		Tubing	
10			0.5	0.001		Tubing	
11			0.5	0.001		Tubing	
12			0.5	0.001		Tubing	

Figura 5.4.-Datos de la tubería vertical.

“Modelo Composicional”

En el simulador se pueden utilizar dos tipos de modelos según el tipo de información de los fluidos con que se cuente. El primero es el modelo llamado “Aceite Negro” donde la información requerida es corte de agua, RGA, gravedades específicas del gas y del agua y los grados API. El segundo modelo es el llamado “Composicional” donde se puede utilizar la composición del gas. Para fines prácticos y teniendo la composición del fluido en cuestión es estudio, se hará uso del módulo “Composicional”.

Al dar clic en la opción correspondiente, se abre la ventana que permite capturar la composición del fluido en estudio. Figura 5.5.

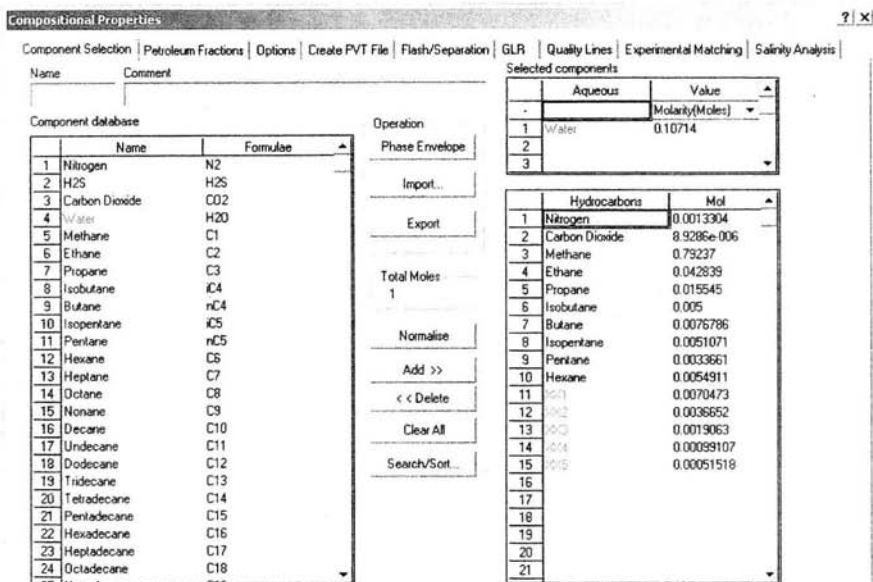


Figura 5.5.-Composición del fluido en la pantalla del modelo composicional.

A continuación se presenta la envolvente de fases para el fluido del yacimiento calculada a partir de la composición y se presenta en la Figura 5.6. Se utilizó la ecuación de estado de Peng-Robinson para la estimación. En ella está indicado el punto crítico a la izquierda de la envolvente de fases a una presión y temperatura aproximadas de 1,294 lb/pg² y 55 °F, respectivamente. Las condiciones iniciales del yacimiento, Pws = 8,988 lb/pg² y temperatura de 290 °F, se localizan fuera de la envolvente como se explicó en el Capítulo 2, cuando se hizo referencia a los yacimientos de gas y condensados.

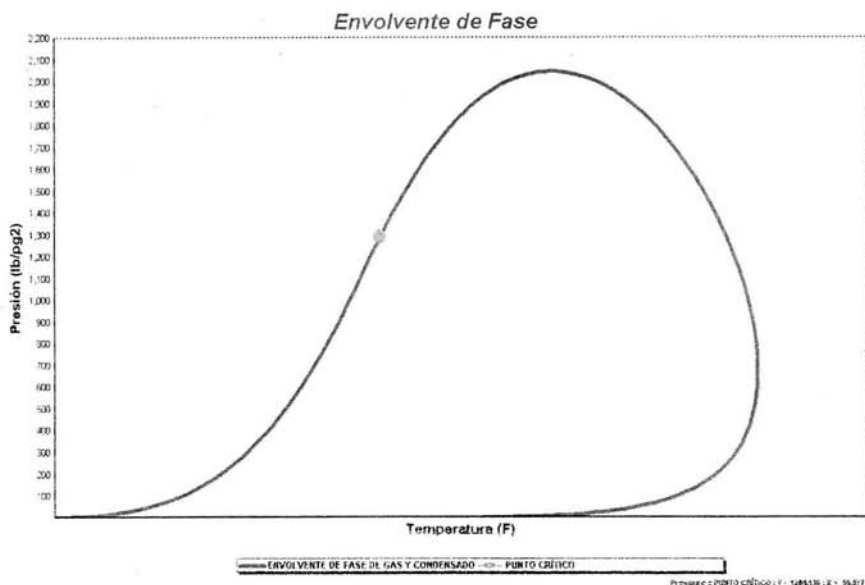


Figura 5.6.-Envolvente de fase de un gas-condensado.

Operación “Ajuste de Correlación de Flujo”

Capturada la información correspondiente al modelo “Composicional”, lo siguiente es realizar una serie de operaciones que permitan observar el comportamiento del fluido según las diferentes correlaciones y analizar cual de ellas reproduce con menor error, los valores utilizados como ajuste.

En el menú del programa se selecciona la operación “Ajuste de Correlación de Flujo” o por su nombre en inglés “Flow Correlation Matching”. Se introducen los valores de las condiciones a las cuales se desea realizar el análisis de las correlaciones, y la operación graficará los resultados de caídas de presión en cada una de ellas. Como datos de ajuste, se pueden seleccionar dos datos que se conozcan entre tres posibles: la presión fluyente (inlet pressure), presión en la

cabeza del pozo (outlet pressure) o el gasto de gas (gas rate). La tercera de ellas será la variable que dependerá de la información con que se alimentó el programa de cómputo.

Lo ideal es contar con información de presión y temperatura a varias profundidades a lo largo del pozo, sin embargo en esta caso, sólo se cuenta con dos puntos con información: en cabeza de pozo y en el intervalo productor. Por lo cual, el pozo se ajustará a la presión de fondo fluyente (Pwf), es decir que esta presión será el parámetro que se compare con los resultados calculados por cada una de las correlaciones seleccionadas en esta tesis.

Las correlaciones seleccionadas son: Hagedorn-Brown⁽¹⁷⁾, Gray⁽¹⁹⁾, Beggs-Brill⁽¹⁵⁾, Duns-Ros⁽¹⁶⁾, Govier-Aziz⁽¹⁴⁾, Orkiszewski⁽¹⁸⁾. Ver Figura 5.7.

Flow Correlation Matching [?] [X]

Calculated Variable

- Inlet Pressure
- Outlet Pressure: 4150 psia
- Gas Rate: 4.794 mmscf/d @

Default Profile Plot

- Elevation vs Pressure
- Elevation vs Temperature
- Pressure vs Total Distance
- Temperature vs Total Distance

Flow Correlation Type

- Horizontal
- Vertical

Measured Data...

	Include	Vertical Flow Correlations	Source
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Hagedorn & Brown (Original)	tulsa
2	<input checked="" type="checkbox"/>	Gray (original)	bja
3	<input checked="" type="checkbox"/>	Beggs & Brill	tulsa
4	<input checked="" type="checkbox"/>	Duns & Ros	tulsa
5	<input checked="" type="checkbox"/>	Govier, Aziz	tulsa
6	<input checked="" type="checkbox"/>	Orkiszewski	tulsa
7	<input type="checkbox"/>	Baker Jardine Revised	bja
8	<input type="checkbox"/>	Beggs & Brill Original	bja
9	<input type="checkbox"/>	Beggs & Brill, Taitel Dukler map	bja
10	<input type="checkbox"/>	Beggs & Brill Revised	bja

Run Model

Profile Plot...

Summary File...

Output File...

Figura 5.7.-Selección de correlaciones de flujo y definición de condiciones de presión en cabeza y gasto de gas.

Con toda la información anterior, se realizó una corrida con la operación "Ajuste de la Correlación de Flujo", obteniendo lo siguiente:

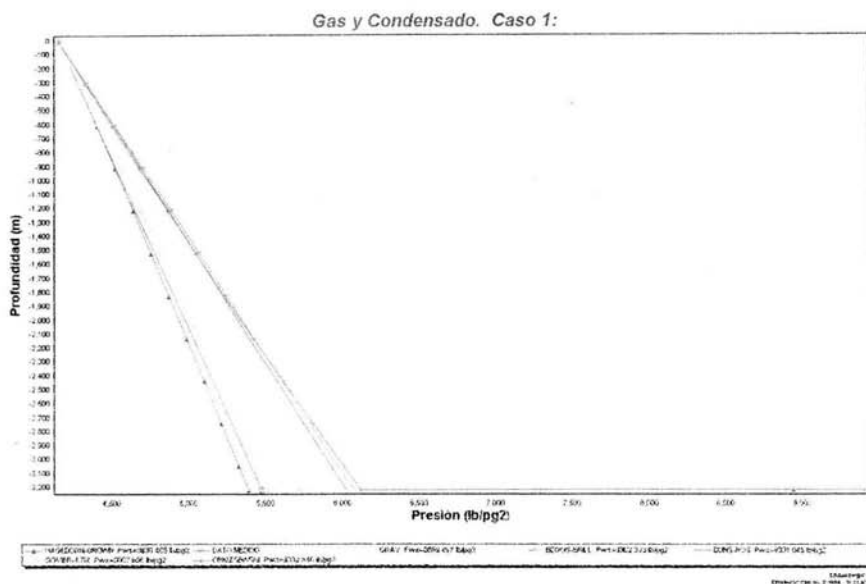


Figura 5.8.-Comportamiento de las correlaciones con el modelo composicional. Caso 1.

Como se puede apreciar en la gráfica, la correlación que más se acerca al comportamiento de los datos medidos es la de Govier-Aziz⁽¹⁴⁾ donde se tiene un error absoluto de 0.60 % respecto a la presión fluyente y de 0.21 % respecto a la presión estática. El patrón de flujo determinado es transición. La elevación fue el factor que más afectó la caída de presión en la tubería. Los resultados se muestran en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2.-Resultados de correlaciones de flujo multifásico para gas-condensado. Caso 1.

Correlación de flujo multifásico	Pwf real (lb/pg2)	Pwf calculada (lb/pg2)	% Error	Pws real (lb/pg2)	Pws calculada (lb/pg2)	% Error	Patrón de flujo	Porcentaje de pérdidas (lb/pg2)	
								Elevación	Fricción
Govier-Aziz	5,473	5,506	0.60	8,988	9,007	0.21	Transición	1,301	57
Hagedorn-Brown	5,473	5,388	1.55	8,988	8,936	0.58	Bache	1,221	10
Gray	5,473	5,310	2.98	8,988	8,889	1.10	Bache	1,085	76
Duns-Rus	5,473	6,021	10.01	8,988	9,331	3.82	Bache	1,870	2
Beggs-Brill	5,473	6,069	10.89	8,988	9,362	4.16	Segregado	1,892	27
Orkizewski	5,473	6,115	11.73	8,988	9,392	4.49	Bache	1,931	35

Operación “Análisis Nodal”

Cuando se ha determinado que cierta correlación puede reproducir el comportamiento del flujo a lo largo de una tubería en un pozo, el análisis nodal se vuelve una herramienta poderosa para realizar un mejor estudio del comportamiento del pozo. Se selecciona la operación Análisis Nodal y se introducen los datos de presión en cabeza (outlet pressure), como sensibilidad en la curva capacidad de transporte de la tubería el diámetro de la tubería de producción y de sensibilidad de la curva IPR la presión del yacimiento. Figura 5.9

Nodal Analysis [?] [X]

Outlet Pressure: 4150 psia [Limits...] [OK] [Fun Model] [Cancel] [Help]

Inflow Sensitivity
 Object: Yacimiento
 Variable: Static Pressure

	Values	Range...
-	psia	
1	8988	
2		
3		
4		
5		
6		
7		

Outflow Sensitivity
 Object: Tubería de producción
 Variable: []

	Values	Range...
-		
1	2.99	
2		
3		
4		
5		
6		
7		

Figura 5.9.-Datos utilizados en la operación “Análisis Nodal”.

La gráfica de análisis nodal se muestra a continuación en la Figura 5.10. El punto de operación indicado por la intersección de ambas curvas (IPR y Capacidad de Transporte) indica una presión de fondo fluuyente de 5,518 lb/pg² que es más o menos el valor indicado en la Tabla 5.2. Cabe señalar que estos resultados se obtienen utilizando la correlación de Govier-Aziz⁽¹⁴⁾ que se determinó en el ajuste de la correlación, fue la que mejor reprodujo el valor de los datos reales proporcionados.

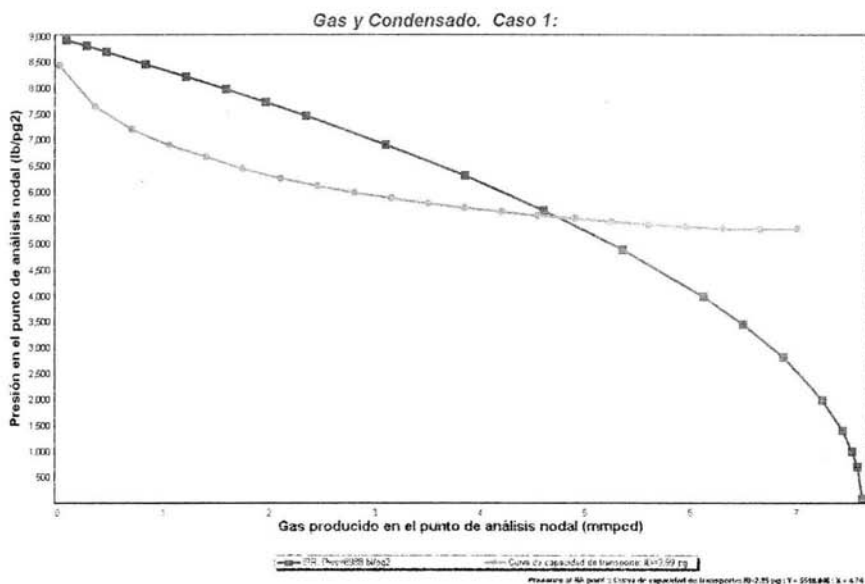


Figura 5.10.-Análisis Nodal utilizando la correlación de Govier-Aziz. Caso 1.

Se analizaron dos casos más para gas y condensado, variando las condiciones de operación del pozo y siguiendo el mismo procedimiento mostrado anteriormente.

En el segundo caso, se cambió el diámetro la tubería de producción de 3.5 a 5.5 pulgadas, con su correspondiente diámetro interno de 4.5 pulgadas y espesor de 0.5 pulgadas. La correlación que mejor ajustó fue la de Gray⁽¹⁹⁾ y en su análisis nodal, su punto de operación se presenta a una presión de 5,364 lb/pg² y un gasto de 4.89 mmpcd. Los resultados obtenidos en la segunda sensibilidad se pueden observar en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3.-Resultados de correlaciones de flujo multifásico para gas-condensado. Caso 2.

Correlación de flujo multifásico	Pwf real (lb/pg ²)	Pwf calculada (lb/pg ²)	% Error	Pws real (lb/pg ²)	Pws calculada (lb/pg ²)	% Error	Patrón de flujo	Porcentaje de pérdidas (lb/pg ²)	
								Elevación	Fricción
Gray	5,473	5,366	1.96	8,988	8,922	0.73	Bache	1,199	18
Hagedorn-Brown	5,473	5,260	3.89	8,988	8,859	1.44	Bache	1,108	3
Govier-Aziz	5,473	6,344	15.91	8,988	9,543	6.17	Transición	2,189	0
Beggs-Brill	5,473	6,349	16.01	8,988	9,546	6.21	Segregado	2,196	3
Duns-Rus	5,473	6,686	22.16	8,988	9,774	8.74	Bache	2,537	3
Orkizewski	5,473	7,260	32.65	8,988	10,175	13.21	Bache	3,104	7

En el tercer caso, se utilizaron los diámetros originales de la tubería de producción. La nueva condición operativa está dada por una disminución en la presión en la cabeza del pozo de 4,150 a 4,052 lb/pg². La correlación que mejor ajustó fue la de Govier-Aziz⁽¹⁴⁾ y en su análisis nodal, su punto de operación se presenta a una presión de 5,518 lb/pg² y un gasto de 4.74 mmpcd. Los resultados obtenidos en la segunda sensibilidad se pueden observar en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4.-Resultados de correlaciones de flujo multifásico para gas-condensado. Caso 3.

Correlación de flujo multifásico	Pwf real (lb/pg2)	Pwf calculada (lb/pg2)	% Error	Pws real (lb/pg2)	Pws calculada (lb/pg2)	% Error	Patrón de flujo	Porcentaje de pérdidas (lb/pg2)	
								Elevación	Fricción
Govier-Aziz	5,473	5,434	0.71	8,988	8,938	0.56	Transición	1,282	58
Hagedorn-Brown	5,473	5,531	1.06	8,988	8,869	1.32	Bache	1,207	19
Gray	5,473	5,310	2.98	8,988	8,823	1.84	Bache	1,071	77
Duns-Rus	5,473	6,022	10.03	8,988	9,259	3.02	Bache	1,854	2
Beggs-Brill	5,473	6,136	12.11	8,988	9,286	3.32	Segregado	1,873	28
Orkizewski	5,473	6,195	13.19	8,988	9,316	3.65	Bache	1,910	36

5.2.2 Pozo de Gas Seco

A continuación se verá el comportamiento de las correlaciones cuando el fluido es gas seco. La composición que se utilizará corresponde a un típico yacimiento de este tipo de fluido y se presenta en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5.-Composición de un fluido gas seco.

Composición Gas Seco	
Nitrógeno	0.011811
Bióxido de Carbono	0.002202
Metano	0.92824
Etano	0.029126
Propano	0.0051046
Isobutano	0.00070063
Butano	0.001101
Isopentano	0.00030027
Pentano	0.00030027
Hexano	0.00030027
C7+	0.00080072

Básicamente se seguirá el mismo procedimiento utilizado al analizar las correlaciones en un yacimiento de gas y condensado y de igual modo, se analizarán las mismas correlaciones, el mismo modelo "Composicional", la misma información de presiones (estática, fluyente y en cabeza) y características de la tubería de producción.

Primera sensibilidad para gas seco.

En la Figura 5.11, se muestra el comportamiento de las correlaciones en el primer caso con el gas seco. Nótese que las seis correlaciones analizadas tienen prácticamente el mismo comportamiento entre ellas, no así respecto a los datos medidos de campo.

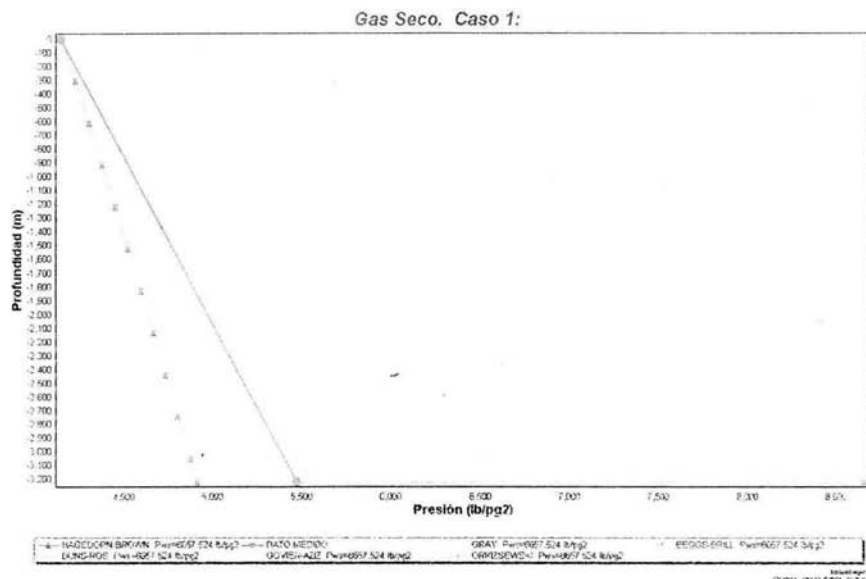


Figura 5.11.-Comportamiento de las correlaciones con el modelo composicional, gas seco. Caso 1.

Todas las correlaciones determinaron que en toda la tubería sólo se encuentra la fase de gas y que la elevación tiene una mayor aportación a la caída de presión total. En la Tabla 5.5, se observan los resultados obtenidos en la simulación con cada correlación.

Tabla 5.6.-Resultados de las correlaciones de flujo multifásico para gas seco. Caso 1.

Correlación de flujo multifásico	Pwf real (lb/pg2)	Pwf calculada (lb/pg2)	% Error	Pws real (lb/pg2)	Pws calculada (lb/pg2)	% Error	Patrón de flujo	Porcentaje de pérdidas (lb/pg2)	
								Elevación	Fricción
Hagedorn-Brown	5,473	4,911	10.27	8,988	8,657	3.68	Gas	744	18
Gray	5,473	4,911	10.27	8,988	8,657	3.68	Gas	744	18
Beggs-Brill	5,473	4,911	10.27	8,988	8,657	3.68	Gas	744	18
Duns-Rus	5,473	4,911	10.27	8,988	8,657	3.68	Gas	744	18
Govier-Aziz	5,473	4,911	10.27	8,988	8,657	3.68	Gas	744	18
Orkizewski	5,473	4,911	10.27	8,988	8,657	3.68	Gas	744	18

Segunda sensibilidad para gas seco.

En este segundo caso, el diámetro interno de la tubería de producción se disminuyó de 2.99 a 1.41 pulgadas que corresponde a una tubería de 1 ¼ pg con un espesor de tubería de 0.125 pg. Al disminuir el diámetro de la tubería, aumenta la velocidad de circulación del gas aumentando así, la fricción de éste con las paredes del pozo, resultando pérdidas de presión por fricción mayores que las pérdidas por elevación. En la Tabla 5.7, se muestran los resultados obtenidos para este caso. Las seis correlaciones analizadas tienen prácticamente el mismo comportamiento entre ellas, no así respecto a los datos medidos de campo.

Tabla 5.7.-Resultados de las correlaciones de flujo multifásico para gas seco. Caso 2.

Correlación de flujo multifásico	Pwf real (lb/pg2)	Pwf calculada (lb/pg2)	% Error	Pws real (lb/pg2)	Pws calculada (lb/pg2)	% Error	Patrón de flujo	Porcentaje de pérdidas (lb/pg2)	
								Elevación	Fricción
Hagedorn-Brown	5,473	5,726	4.62	8,988	9,144	1.74	Gas	766	809
Gray	5,473	5,726	4.62	8,988	9,144	1.74	Gas	766	809
Beggs-Brill	5,473	5,726	4.62	8,988	9,144	1.74	Gas	766	809
Duns-Rus	5,473	5,726	4.62	8,988	9,144	1.74	Gas	766	809
Govier-Aziz	5,473	5,726	4.62	8,988	9,144	1.74	Gas	766	809
Orkizewski	5,473	5,726	4.62	8,988	9,144	1.74	Gas	766	809

Tercera sensibilidad para gas seco.

En este caso, la profundidad del pozo aumentó de 3,220 a 5,000 metros, dejando los valores originales de los diámetros de la tubería. De los tres casos estudiados con gas seco, éste último fue el que mejor resultados reportaron las correlaciones respecto a los datos medidos. Las seis correlaciones analizadas tienen prácticamente el mismo comportamiento entre ellas, donde las pérdidas por elevación fueron mayores que las pérdidas por fricción. Los resultados se muestran en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8.-Resultados de las correlaciones de flujo multifásico para gas seco. Caso 3.

Correlación de flujo multifásico	Pwf real (lb/pg2)	Pwf calculada (lb/pg2)	% Error	Pws real (lb/pg2)	Pws calculada (lb/pg2)	% Error	Patrón de flujo	Porcentaje de pérdidas (lb/pg2)	
								Elevación	Fricción
Hagedorn-Brown	5,473	5,407	1.21	8,988	8,948	0.45	Gas	1,232	26
Gray	5,473	5,407	1.21	8,988	8,948	0.45	Gas	1,232	26
Beggs-Brill	5,473	5,407	1.21	8,988	8,948	0.45	Gas	1,232	26
Duns-Rus	5,473	5,407	1.21	8,988	8,948	0.45	Gas	1,232	26
Govier-Aziz	5,473	5,407	1.21	8,988	8,948	0.45	Gas	1,232	26
Orkizewski	5,473	5,407	1.21	8,988	8,948	0.45	Gas	1,232	26

Se puede apreciar en las Tablas 5.6, 5.7 y 5.8, que las correlaciones de flujo multifásico se comportan igual entre ellas cuando el flujo es monofásico, es decir, cuando sólo existe gas.

Aunque no son tema de estudio de este trabajo de tesis, en la Tabla 5.9 se muestran los resultados obtenidos utilizando tres métodos para calcular caídas de presión cuando se tiene gas seco, los cuales son: Moody, Panhandle y Cullender-Smith.

Tabla 5.9.-Resultados de métodos de cálculo de ΔP ; flujo en una sola fase. Caso 1,2 y 3

CASO	Método	Pwf real (lb/pg2)	Pwf calculada (lb/pg2)	% Error	Pws real (lb/pg2)	Pws calculada (lb/pg2)	% Error
1	Moody	5,473	4,911	10.27	8,988	8,657	3.68
	Panhandle	5,473	4,905	10.38	8,988	8,654	3.72
	Cullender-Smith	5,473	4,915	10.20	8,988	8,659	3.66
2	Moody	5,473	5,726	4.62	8,988	9,144	1.74
	Panhandle	5,473	5,355	2.16	8,988	8,916	0.80
	Cullender-Smith	5,473	5,716	4.44	8,988	9,138	1.67
3	Moody	5,473	5,407	1.21	8,988	8,948	0.45
	Panhandle	5,473	5,398	1.37	8,988	8,942	0.51
	Cullender-Smith	5,473	5,414	1.08	8,988	8,952	0.40

Se puede apreciar que los tres métodos arrojan resultados muy parecidos, siendo el método de Panhandle el que presenta una mejor consistencia en cuanto al porcentaje de error entre las presiones reales y las simuladas. Por otra parte, los tres métodos tienen mejores resultados cuando la profundidad del pozo es mayor. Caso 3.

En este capítulo, se utilizó un programa de cómputo que facilitó los cálculos para determinar el comportamiento de las correlaciones de flujo multifásico aplicadas a pozos de gas húmedo y gas seco. Se puede decir que las correlaciones de Govier-Aziz, Hagedorn-Brown y Gray, presentaron el menor porcentaje de error entre las presiones medidas y las presiones simuladas y que las pérdidas de presión por elevación son mayores que las pérdidas por fricción en el pozo de gas y condensado.

En cuanto al pozo de gas seco, se observó que debido a que se tiene solamente gas, las correlaciones de flujo multifásico presentan los mismo resultados entre sí en cada uno de los tres casos estudiados.

En el siguiente Capítulo, Conclusiones y Recomendaciones, se destacarán los puntos más importantes que se apreciaron en el comportamiento de las correlaciones de flujo multifásico estudiadas en este Capítulo 5.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En los tres casos del yacimiento de gas y condensado, las correlaciones de Govier-Aziz, Hagedorn-Brown y Gray, presentaron los cálculos más precisos.
- En el pozo de gas y condensado, las pérdidas de presión por elevación son mayores que las pérdidas por fricción en los tres casos.
- En el pozo de gas y condensado, la correlación de Govier-Aziz que en el primer y tercer caso, fue la que mejor ajustó a los datos medidos, cuando el diámetro interno de la tubería se mantuvo en 2.99 pulgadas, sin embargo incrementó drásticamente en su error porcentual cuando el diámetro interno de la tubería aumentó a 4.5 pg.
- En el pozo de gas y condensado, al aumentar el diámetro de la tubería de producción a 4.5 pulgadas, la correlación de Gray tuvo el mejor resultado aún cuando se recomienda utilizar esta correlación cuando la tubería es menor de 3.5 pulgadas.
- En el pozo de gas y condensado, al igual que la correlación de Gray, la de Hagedorn-Brown mantuvo predicciones sin grandes variaciones en los tres casos de estudio, aunque se debe tener en cuenta que en su expresión original, subestima el valor del colgamiento del líquido lo que acarrea un error en la determinación de las pérdidas de presión por fricción y por consiguiente en la caída de presión total.
- En el caso de pozo de gas y condensado, ninguna correlación de flujo multifásico pudo reproducir el comportamiento del fluido dentro de la tubería de una forma consistente en cuanto a los porcentajes de error en cada caso.
- En el pozo de gas seco, las seis correlaciones de flujo multifásico tuvieron el mismo comportamiento entre ellas en cada uno los tres casos. Esto es porque el fluido se encuentra en una sola fase
- En el pozo de gas seco, en el primer caso, los errores fueron considerablemente altos, no así en los casos 2 y 3, en donde se disminuyó el

diámetro interno de la tubería y se aumentó la profundidad del pozo, respectivamente.

- En el pozo de gas seco, las pérdidas por elevación fueron mayores cuando se tiene tubería de 2.99 pg y aumenta la profundidad del pozo (casos 1 y 3). Las pérdidas por fricción son mayores en el segundo caso donde el diámetro interno de la tubería cambia de 2.99 a 1.41 pg.
- En el pozo de gas seco, se concluye que las correlaciones de flujo multifásico responden de la misma forma a las sensibilidades, sin embargo, las diferentes condiciones operativas determinan la precisión en la predicción de los datos de campo.
- Una correlación de flujo multifásico puede definir el comportamiento de los fluidos dentro de la TP, sin embargo, al pasar el tiempo las condiciones del pozo y del intervalo productor cambian por motivos como estimulaciones, operaciones de fracturamiento, redisparos, cambios de tuberías de producción. Estas operaciones afectan los valores de presión fluyente, rugosidad y diámetro de TP, presión y temperatura en cabeza, características de los fluidos como viscosidades, composición del fluido, producción de agua, y características del yacimiento como presión estática y temperatura. Entonces, al cambiar las condiciones operativas y con ello los datos del pozo, la correlación de flujo que reproducía el comportamiento de los fluidos, podría ser distinta de la que regiría dicho comportamiento bajo las nuevas condiciones operativas del pozo.
- Si se tiene mayor cantidad de información de un pozo, mejor es la selección de una correlación de flujo multifásico. La presión es un dato importante en este tipo de análisis, es por eso que es recomendable utilizar, siempre que estén disponibles, datos de presión fluyente a lo largo de la tubería lo que permitirá tener un perfil amplio del comportamiento de la presión a lo largo de la tubería y con esto las correlaciones podrán pronosticar resultados más precisos.
- Es recomendable analizar la calidad de la información con que se cuenta porque de ello dependerá en gran medida, una buena selección de la

correlación de flujo multifásico que reproduzca las caídas de presión y comportamiento del fluido dentro del pozo.

- Se recomienda hacer uso de programas de cómputo disponibles en la Universidad, que faciliten y ayuden al entendimiento de los fenómenos de flujo monofásico y multifásico en tuberías verticales, y amerita ser recalado que es más importante tener los conocimientos teóricos que permitan hacer uso de dichos programas para poder interpretar los resultados muestran estas herramientas.
- Para analizar el comportamiento y caídas de presión en pozos de gas seco, se recomienda usar, analizar y comparar métodos como el de Cullender-Smith o Moody.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

1. www.pemex.com
2. Documentos de la especialización "Sistemas Artificiales de Producción" impartida en la Facultad de Ingeniería de la UNAM.
3. Garaicochea, F., Bernal, C. y López, O.: "Transporte de hidrocarburos por ductos"; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.;1991
4. Memorias de Labores de PEMEX. Años 2001 y 2002.
5. Anuarios Estadísticos de PEMEX. Años 2001 y 2002.
6. Kermit E. Brown: "The technology of artificial lift methods"; Volumen 1 y 4, PennWell Books, Tulsa, 1977.
7. McCain, Jr, William, D.: "The properties of petroleum fluids"; PennWell Books, Second edition; 1993.
8. Espanol, J.H., Holmes, C.S., Brown, K.E.: "A comparison of existing multiphase flow methods for the calculation of pressure drop in vertical wells"; SPE (2553); 1969
9. Sutton, F.D., Farshad, F.F.: "Utilization of the Peng-Robinson equation of state in multiphase flow pressure-gradient calculations in oil and gas wells"; SPE (11884).
10. www.geoquest.com

11. Nind, T.E.W.: "Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros"; Ed. Limusa; 1987.
12. Chi, U. Ikoku.: "Natural gas engineering, A sistem Approach"; PennWell Books; Tulsa, Oklahoma; 1980.
13. Cullender, M.H. and Smith, R.V.: "Practical Solution for Gas-Flow Equations for Wells and Pipelines with Large Temperature Gradients," Trans.; AIME; 1956.
14. Aziz, K., Govier, G. W. and Fogarasi, M.: "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas," J. Cdn., Pet. Tech. (July-Sept., 1972)
15. Beggs H . D., and Brill, J. P.: "A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes," J. Pet.Tech., (May 1973)
16. Duns, H., and Ros, N. C. J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells," 6th World Pet. Congress (1963).
17. Hagedorn, A. R. and Brown, K. E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits," J. Pet. Tech. (April 1965).
18. Orkiszewski, J.: "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes," J. Pet. Tech. (June 1967).
19. Gray, W. G.: "Vertical flow correlation - gas wells" API Manual 14BM January 1978.
20. Mukherjee, H. and Brill, J. P.: "Liquid Holdup Correlations for InclinedTwo-Phase Flow", Journal of Petroleum Technology May 1983.

21. Taitel, Y. and Dukler, A. E.: " A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal Gas-Liquid Flow," AIChE Jour. (Vol.22 No.1), January 1976.

NOMENCLATURA Y UNIDADES

B_g	Factor de volumen del gas	(pies _g ³ @c.esc./pies _g ³ @c.s.)
d	Diámetro de la tubería	pg
f	Factor de fricción del diagrama de Moody	
f_{tp}	Factor de fricción para las dos fases	
G	Gradiente de presión adimensional	
GOR	Relación gas-aceite	(pies _g ³ @c.s./bl _o @c.s.)
g	Aceleración de la gravedad	(pie/seg ²)
g_c	Factor de conversión en la segunda ley de Newton	
J	Índice de productividad	(bl/día@c.s./lb/pg ²)
L	Longitud	(pies)
N_d	Número del diámetro	
N_{gv}	Número de la velocidad del gas	
N_L	Número del líquido	
N_{Lv}	Número de la velocidad del líquido	
$N_{L\mu}$	Número de la viscosidad del líquido	
N_{Re}	Número de Reynolds	
P, p	Presión	(lb/pg ²)
\bar{p}	Presión media	(lb/pg ²)
P_{pc}	Presión pseudocrítica	(lb/pg ²)
P_{pr}	Presión pseudoreducida	
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo	(lb/pg ²)
P_{ws}	Presión estática	(lb/pg ²)
P_r	Presión de yacimiento	(lb/pg ²)
q_g	Gasto total de gas producido	(pies _g ³ @c.s./día)
q_o	Gasto de aceite	(bl _o @cs/día)
R	Relación gas aceite instantánea	(pies _g ³ @c.s./bl _o @c.s.)
RGA	Relación gas aceite	(pies _g ³ @c.s./bl _o @c.s.)
RGL	Relación gas-líquido	(pies _g ³ @c.s./bl _l @c.s.)
R_s	Relación de solubilidad de gas	(pies _{gd} ³ @c.s./bl _o @c.s.)

T	Temperatura	(°F)
T _{pc}	Temperatura pseudocrítica	(°R)
T _{pr}	Temperatura pseudoreducida	
v _g	Velocidad real del gas	(pie/seg)
v _L	Velocidad real del líquido	(pie/seg)
v _m	Velocidad de la mezcla	(pie/seg)
v _{sg}	Velocidad superficial del gas	(pie/seg)
v _{sL}	Velocidad superficial del líquido	(pie/seg)
WOR	Relación agua-aceite	(bl _w @c.s./bl _o @c.s.)
y _L	colgamiento del líquido	
Z	Factor de compresibilidad del gas	
z, h	Elevación referida a un nivel	(pies)
γ _g	Densidad relativa del gas producido	
γ _{gd}	Densidad relativa del gas disuelto	
γ _{gf}	Densidad relativa del gas libre	
ε	Rugosidad de la tubería	(pg)
λ	Colgamiento del líquido sin resbalamiento	
μ _g	Viscosidad del gas	(cp)
μ _L	Viscosidad del líquido	(cp)
μ _m	Viscosidad de la mezcla	(cp)
μ _{ns}	Viscosidad de la mezcla sin resbalamiento	(cp)
ρ _g	Densidad del gas	(lb _m /pie ³)
ρ _L	Densidad del líquido	(lb _m /pie ³)
ρ _m	Densidad del real de la mezcla de fluidos	(lb _m /pie ³)
ρ _{ns}	Densidad del de la mezcla sin resbalamiento	(lb _m /pie ³)
ρ _r	Densidad pseudoreducida	(lb _m /pie ³)
σ	Tensión superficial	(dinas/cm)
σ _L	Tensión superficial de la mezcla de líquidos	(dinas/cm)

ANEXO

Aquí se presentan las ecuaciones que se usan en las correlaciones mencionadas en el Capítulo 4.

A) Correlación de Duns y Ros⁽¹⁶⁾

Duns y Ros desarrollaron cuatro grupos adimensionales para ser usados en su correlación, estos son:

$$N_{gv} = V_{sg} \left(\frac{\rho_L}{g\sigma} \right)^{1/4}$$

Ec. 1

$$N_{lv} = v_{sl} \left(\frac{\rho_L}{g\sigma} \right)^{1/4}$$

Ec. 2

$$N_d = d \left(\frac{\rho_L g}{\sigma} \right)^{1/2}$$

Ec. 3

$$N_L = \mu_L \left(\frac{g}{\rho_L \sigma^3} \right)^{1/4}$$

Ec. 4

Y sugirieron los siguientes límites para las distintas regiones de flujo:

Región I: $0 \leq Ngv \leq (L1 + L2 NLv)$

Región II: $(L1 + L2 NLv) < Ngv < (50 + 36 NLv)$

Región III: $Ngv > (75 + 84 NLv 0.75)$

Consideraron despreciable el gradiente de aceleración y presentaron el siguiente balance de energía:

$$\frac{dP}{dH} = y_L \rho_L g + H_R \rho_R g + \text{gradiente de fricción}$$

Ec. 5

Si el gradiente de presión es expresado como una fracción del gradiente estático del líquido $\rho_L g$, la ecuación queda:

$$G = \frac{\left(\frac{1}{\rho_L g} \right) dp}{dh} = y_L + \frac{(1 - y_L) \rho_R g}{\rho_L} + \text{término de fricción}$$

Ec. 6

donde:

G = gradiente de presión adimensional

La naturaleza de los tres regímenes requiere una correlación por separado para la fricción y para el colgamiento. La región de flujo de transición entre los flujos bache y niebla no fue correlacionada y el gradiente de presión en esta región se obtiene por interpolación.

$$G = \frac{G_{st} + G_{fr}}{1 - (\rho_L v_{sl} + \rho_g v_{sg}) (v_{sg} / \rho)}$$

Ec. 7

B) Correlación de Hagedorn y Brown⁽¹⁷⁾

Esta correlación utiliza el mismo grupo adimensional desarrollado por Duns y Ros, el cual es también usado por Eaton (1967) en su correlación del colgamiento del líquido. Estos grupos adimensionales son:

$$N_{LV} = 1.938 v_{SL} \sqrt[4]{\rho_L / \sigma_L}$$

Ec. 8

$$N_{gV} = 1.938 v_{SG} \sqrt[4]{\rho_L / \sigma_L}$$

Ec. 9

$$N_d = 120.872 d \sqrt{\rho_L / \sigma_L}$$

Ec. 10

$$N_L = 0.15726 \mu_L \sqrt[4]{\frac{1}{\rho_L \sigma_L^3}}$$

Ec. 11

Colgamiento del líquido

La correlación del colgamiento del líquido se muestra en la Fig. 4.1. En el eje "y" tenemos el factor del colgamiento yL/ψ y en el eje "x" la función de correlación. En la correlación se requieren los valores de CNL y que pueden ser determinados a partir de las Figs 4.2 y 4.3, respectivamente. Así, los Figs 4.1 a

4.3 permiten determinar el colgamiento del líquido para un conjunto dado condiciones de flujo. El colgamiento calculado está sujeto a la condición $y_L \geq \lambda_L$.

Gradiente de presión por fricción

El gradiente de presión por fricción se determina de la siguiente forma:

$$\left(\frac{dP}{dz} \right)_F = \frac{f \rho_f v_M^2}{2 g_c d}$$

Ec. 12

El término de densidad "friccional" está determinado de la siguiente forma:

$$\rho_f = \frac{\rho_n^2}{\rho_s}$$

Ec. 13

donde ρ_n es la densidad sin resbalamiento de la mezcla. La densidad con resbalamiento ρ_s está basada en el cálculo del colgamiento "in-situ", definida como:

$$\rho_s = \rho_L y_L + \rho_G (1 - y_L)$$

Ec. 14

El factor de fricción se correlaciona con el Número de Reynolds

$$N_{Re} = \frac{\rho_n v_M d}{\mu_s}$$

Ec. 15

donde la viscosidad de la mezcla está determinada por

$$\mu_s = (\mu_L^{y_L}) \times \mu_G^{(1-y_L)}$$

Ec. 16

Gradientes de aceleración y de la gravedad

El gradiente de presión por la gravedad se basa en la densidad con resbalamiento dada por la Ec. 4.3, de la siguiente manera:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_G = \frac{\rho_s g}{g_c}$$

Ec. 17

El gradiente de presión por aceleración está dado por

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_A = \frac{\rho_s}{2g_c} \frac{d(v_M^2)}{dp} \frac{dp}{dz}$$

Ec. 18

El gradiente de presión total es la suma del gradiente de fricción, gradiente por la gravedad y la aceleración

$$\frac{dp}{dz} = \frac{\left(\frac{dp}{dz}\right)_F + \left(\frac{dp}{dz}\right)_G}{1 - E_K}$$

Ec. 19

donde

$$E_K = \frac{\rho_s}{2 g_c} \frac{d(v_M^2)}{dp}$$

Ec. 20

Hay que tener cuidado cuando se calcule el gradiente de presión tomando en cuenta el componente de la aceleración. Como E_K tiende a 1, el gradiente de presión total tiende al infinito.

C) Correlación de Orkiszewski(18)

A continuación se indica como se definen los regímenes de flujo y como se calculan los gradientes de presión correspondientes a cada uno de ellos.

Régimen de burbuja

Se presenta cuando

$$\frac{v_{sg}}{v_m} < L_B$$

donde

$$L_B = 1.071 - \left(2.6616 \frac{v_m^2}{d} \right)$$

Ec. 21

$$L_B \geq 0.13$$

El gradiente por elevación se obtiene de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_e = \frac{1}{144} (\rho_L y_L + \rho_g (1 - y_L))$$

Ec. 22

$$y_L = 1 - (C_1 - C_2) / 2$$

Ec. 23

$$C_2 = \left(C_1^2 - \frac{4}{0.8} v_{sg} \right)^{0.5}$$

Ec. 24

$$C_1 = 1 + \frac{v_m}{0.8}$$

Ec. 25

El gradiente por fricción se obtiene con la ecuación de Darcy-Weisbach, utilizando un proceso iterativo para hallar el factor de fricción aplicando las Ecs. (2.16), (2.17) ó (2.19), según sea el valor de NRe:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_f = \frac{1}{144} = \left(\frac{12 f \rho_l v_L^2}{64.4 d} \right)$$

Ec. 26

Régimen bache

Se presenta si:

$$\frac{v_{sg}}{v_m} > L_B \text{ y } N_{gv} < L_S$$

donde:

$$L_S = 50 + 36 N_{Lv}$$

Ec. 27

El gradiente por elevación se obtiene de acuerdo al procedimiento delineado por Griffith y Wallis:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = \frac{1}{144} \left(\frac{C_3}{v_m + v_b} + \rho_L \delta \right)$$

Ec. 28

$$C_3 = \rho_L (v_{sl} + v_b) + \rho_g v_{sg}$$

Ec. 29

El término δ se le conoce como el coeficiente de distribución del líquido, el cual considera los siguientes fenómenos físicos:

El líquido está distribuido en tres espacios: el bache, la película alrededor de la burbuja de gas y dentro de la misma como gotas atrapadas. Un cambio en su distribución cambiará las pérdidas netas por fricción.

Las pérdidas por fricción están constituidas esencialmente por dos componentes, una corresponde al bache del líquido y la otra a la película del mismo.

La velocidad de elevación de la burbuja se aproxima a cero conforme el flujo tiende al tipo burbuja.

El coeficiente de distribución de líquido (δ) se calcula como se indica en la Tabla1.

Fase continua	vm	Aplicar la ecuación
Agua	<10	(7.19)
fw>0.75	>10	(7.20)
Aceite	<10	(7.21)
fo>0.25	>10	(7.22)

$$\delta = -0.681 + 0.013 + \left(\frac{d}{12}\right)^{-1.380} \log \mu_L + 0.232 \log v_m - 0.428 \log \left(\frac{d}{12}\right)$$

Ec. 30

$$\delta = -0.709 + 0.0451 \left(\frac{d}{12}\right)^{-0.799} \log \mu_L - 0.162 \log v_m - 0.888 \log \left(\frac{d}{12}\right)$$

Ec. 31

$$\delta = -0.284 + 0.0127 \left(\frac{d}{12}\right)^{-1.415} \log(\mu L + 1) + 0.167 \log v_m + 0.113 \log \left(\frac{d}{12}\right)$$

Ec. 32

$$\delta = 0.161 + 0.0274 \left(\frac{d}{12}\right)^{-1.317} \log(\mu L + 1) - \left(0.397 + 0.01 \left(\frac{d}{12}\right)^{-1.571} \log(\mu L + 1) + 0.631 \log \left(\frac{d}{12}\right)\right) \log v_m + 0.569 \log \left(\frac{d}{12}\right)$$

Ec. 33

El valor de δ debe estar dentro de los límites siguientes:

Para $v_m < 10 \rightarrow \delta \geq -0.065 v_m$

$$\text{Para } v_m > 10 \rightarrow \delta \geq -\frac{v_b}{v_m + v_b} \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_L}\right)$$

El valor de v_b se determina por ensaye y error, con las ecuaciones siguientes:

$$N_{Rel} = \frac{d v_m \rho_L}{8.0645 \times 10^{-3} \mu_L}$$

Ec. 34

$$N_{Reb} = \frac{d v_{bs} \rho_L}{8.0645 \times 10^{-3} \mu_L}$$

Ec. 35

Si $N_{ReL} > 6000$:

- $N_{Reb} < 3000$

$$v_{bc} = (8.74 \times 10^{-6} N_{ReL} + 0.546) \left(\frac{32.172}{12} d \right)^{0.5}$$

Ec. 36

- $3000 \leq N_{Reb} \leq 8000$

$$v_{bc} = 0.5 \left((\alpha^2 + k_v)^{0.5} + \alpha \right)$$

Ec. 37

$$\alpha = (8.74 \times 10^{-6} N_{ReL} + 0.251) \left(\frac{32.174}{12} d \right)^{0.5}$$

Ec. 38

- $N_{Reb} > 8000$

$$v_{bc} = (8.74 \times 10^{-6} N_{ReL} + 0.350) \left(\frac{32.174}{12} d \right)^{0.5}$$

Ec. 39

Si $N_{ReL} \leq 6000$ y $N_{Reb} \leq 32.5$:

$$v_{bc} = C_1 C_2 \left(\frac{32.174}{12} d \right)^{0.5}$$

Ec. 40

$$C_2 = 1.36 + C_5 + C_6 C_3 + C_7 C_3^2$$

Ec. 41

$$C_7 = -0.001161 + 0.000046 C_4 + 0.002954 C_4^2 + 0.00055^3 - 0.000667 C_4^4$$

Ec. 42

$$C_6 = 0.0413 - 0.01122 C_4 + 0.012 C_4^2 - 0.0011 C_4^3 - 0.001118 C_4^4$$

Ec. 43

$$C_5 = -0.220623 - 0.03408C_4 + 9.549999 \times 10^{-3} C_4^2 - 8.283001 \times 10^{-3} C_4^3 + 0.002645C_4^4$$

Ec. 44

$$C_4 = (N_{Reb} - 5500)/1000$$

Ec. 45

$$C_3 = (N_{ReL} - 3000)/1000$$

Ec. 46

$$C_1 = 0.013805 + 0.4246C_8 - 0.01753C_8^2 + 0.02363C_8^3$$

Ec. 47

$$C_8 = N_{Reb} / 10$$

Ec. 48

Si $N_{ReL} \leq 6000$ y $N_{Reb} > 32.5$:

$$C1 = 0.351$$

Ec. 49

Y se continúa a partir de la Ec. (46)

Donde v_b puede suponerse igual a 1.75

El gradiente de fricción se obtiene con la ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{f v_m^2 \rho_L}{772.8 d} \left(\delta + \frac{v_{sl} + v_b}{v_m + v_b} \right)$$

Ec. 50

En donde f se puede calcular mediante un proceso iterativo, para un número de Reynolds de:

$$N_{Re} = \frac{124 \rho_L d v_m}{\mu_L}$$

Ec. 51

Régimen de transición bache-niebla

Para este caso, Orkiszewski adoptó el método de interpolación propuesto por Duns y Ros que consiste en calcular $(\Delta P/\Delta L)_e$ y $(\Delta P/\Delta L)_f$, en las fronteras para flujo bache y flujo niebla, para luego ponderar linealmente cada término respecto al valor de Ngv .

La zona de transición está definida por:

$$Lm > Ngv > Ls$$

donde

$$Lm = 84 NLv^{0.75} + 75$$

Ec. 52

El valor del término por elevación, está dado por:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = a \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{e_{BACHE}} + b \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{e_{NIEBLA}}$$

Ec. 53

y el término por fricción:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = a \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{f_{BACHE}} + b \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{f_{NIEBLA}}$$

Ec. 54

donde a y b se refieren a la ponderación lineal, la cual está dada por:

$$a = \frac{L_m - N_{gv}}{L_m - L_s}$$

Ec. 55

$$b = \frac{N_{gv} - L_s}{L_m - L_s}$$

Ec. 56

De acuerdo a las recomendaciones de los autores, se obtiene un valor más adecuado del término por fricción en la región de niebla, si el gasto de gas se obtiene con la siguiente ecuación:

$$q_g = A L_m \left(\frac{\rho_L}{g \sigma_L} \right)^{-0.25}$$

Ec. 57

Régimen de niebla

Para calcular el gradiente de presión correspondiente a esta región se aplica el método de Duns y Ros.

La región de niebla queda definida para

$$N_{gv} > L_m$$

El gradiente o término por elevación, dado que el líquido va en suspensión dentro de la corriente de gas y no existe diferencia de velocidad entre las fases, se calcula:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = \frac{1}{144} \left(\frac{\rho_L v_{sL} + \rho_g v_{sg}}{v_m} \right)$$

Ec. 58

En el término por fricción, se considera que la mayor parte de las caídas de presión por fricción se deben al flujo de gas por la tubería.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \rho_g v_{sg}^2}{772.8 d}$$

Ec. 59

El valor de f se obtiene mediante un proceso iterativo, para un número de Reynolds de:

$$N_{Re} = \frac{124 v_{sg} d \rho_g}{\mu_g}$$

Ec. 60

En este caso la rugosidad relativa se determina a través de una función del número de Weber según los lineamientos establecidos por Duns y Ros, quienes señalan que sólo será significativo cuando su valor esté comprendido entre 1×10^{-3} y 0.5. Entre estos límites se calcula con las siguientes ecuaciones:

$$N_{L\mu} N_w = 0.093 \frac{\rho_g}{\rho_L} \left(\frac{v_{sg} \mu_L}{\sigma_L} \right)^2$$

Ec. 61

si

$$N_{L\mu} N_w < 0.005$$

$$\varepsilon = 0.8988 \frac{\sigma_L}{\rho_g v_{sg}^2 d}$$

Ec. 62

si

$$N_{L\mu} N_w \geq 0.005$$

$$\varepsilon = 4.4556 \frac{\sigma_L (N_{L\mu} N_w) 0.302}{\rho_g v_{sg}^2 d}$$

Ec. 63

El término donde se incluyen las caídas de presión por aceleración es:

$$E_k = \frac{v_m \rho_m v_{sg}}{4637 p} = \frac{W_m v_{sg}}{4637 p A_t}$$

Ec. 64

Finalmente

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_c + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f}{1 - E_k}$$

Ec. 65

D) Correlación de Govier y Aziz⁽¹⁴⁾

La correlación de Govier, Aziz fue desarrollado siguiendo un estudio de caída de presión en pozos productores de gas y condensado. Fueron analizados a detalle datos reales de caídas de presión en un campo vs gastos de 102 pozos con relaciones gas-liquido de 3,900 a 1,170,000 pie³/bbl. Las condiciones de fase en el agujero del pozo fueron determinadas con cálculos flash. Los datos de gradiente de presión por flujo, bajo condiciones de una sola fase fueron comparados con predicciones convencionales y se encontró, generalmente que dichos valores se confirmaban. Respecto a las pruebas bajo condiciones de flujo bifásico, los gradientes fueron calculados a través del agujero del pozo, los datos de campo fueron comparados con gran cantidad de métodos de predicción empíricos, con el método previamente propuesto y con uno nuevo parcialmente

basado en la mecánica del flujo. El nuevo método de predicción incorpora una estimación empírica de la distribución de la fase líquida entre este y el núcleo de gas arrastrado. El método emplea ecuaciones de momento separados para la mezcla gas-líquido en el núcleo y el contenido total en la tubería.

E) Correlación de Gray⁽¹⁹⁾

Primero se calcula la fracción de volumen de líquido en la tubería. Después esa fracción de volumen de líquido se usa para calcular la densidad de la mezcla, la cual es usada para calcular la caída de presión por elevación. Los datos de entrada de las propiedades de la mezcla gas-líquido, son usados para calcular la rugosidad "efectiva" de la tubería. Esta rugosidad efectiva junto con una constante del Número de Reynolds de 10^7 , se usan para calcular el factor de fricción de Fanning. La caída de presión por fricción se calcula usando la ecuación de pérdidas de presión del factor de Fanning. A continuación se encuentra una descripción detallada:

Caída de presión por elevación

La correlación de Gray utiliza tres números adimensionales, para predecir la fracción de volumen de líquido en la tubería:

$$N_1 = \frac{\rho_{ms}^2 v_m^4}{g \sigma (\rho_L - \rho_g)}$$

$$N_2 = \frac{g d^2 (\rho_L - \rho_g)}{\sigma}$$

$$N_3 = 0.0814 \left[1 - 0.0554 \ln \left(1 + \frac{730 R_v}{R_v + 1} \right) \right]$$

donde:

$$R_v = \frac{V_{sl}}{V_{sg}}$$

Estos se combinan de la siguiente manera:

$$y_L = 1 - (1 - C_L) [1 - \exp(f_1)]$$

donde:

C_L es la fracción de volumen de líquido de entrada

$$f_1 = -2.314 \left[N_1 \left(1 + \frac{205}{N_2} \right) \right]^{N_3}$$

Una vez calculado el colgamiento del líquido, se usa para determinar la densidad de la mezcla (ρ_m). La densidad de la mezcla a su vez se utiliza para determinar la ΔP por elevación.

$$(\Delta P)_e = \frac{\rho_m g L}{144 g_c}$$

Caída de presión por fricción

Gray asume que la rugosidad efectiva ($\epsilon\epsilon$) depende del valor de R_v . Las condiciones son las siguientes:

Si $R_v \geq 0.007$, entonces $\epsilon\epsilon = \epsilon^0$

Si $R_v < 0.007$, entonces

$$\varepsilon_e = \varepsilon + R_v \left(\frac{\varepsilon^o - \varepsilon}{0.007} \right)$$

donde:

$$\varepsilon^o = \frac{28.5 \sigma}{\rho_{ns} v_m^2}$$

La rugosidad efectiva debe ser mayor o igual a 2.77×10^{-5}

La rugosidad relativa entonces se calcula dividiendo la efectiva entre el diámetro de la tubería. El factor de Fanning se obtiene utilizando la ecuación de Chen y asumiendo un Número de Reynolds de 107. Finalmente la expresión para calcular la ΔP por fricción es:

$$(\Delta P)_f = \frac{2 f_{fp} v_m^2 \rho_{ns} L}{144 g_c d}$$

F) Correlación de Beggs y Brill⁽¹⁵⁾

La ecuación general establecida es:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{1}{144} \left[\frac{g \operatorname{sen} \theta \bar{\rho}_m + \frac{f_{fp} \rho_{ns} v_m^2}{5.362 d}}{1 - \frac{v_m v_{sg} \bar{\rho}_m}{144 g_c p}} \right]$$

observando que si:

$y_L \rightarrow 1$, la ecuación se reduce para la fase líquida.

$y_L \rightarrow 0$, la ecuación se reduce para la fase gaseosa.

$\Theta = 0^\circ$, el flujo es horizontal.

$\Theta = \pm 90^\circ$, el flujo es vertical.

$\Theta > 0^\circ$, el flujo es ascendente.

$\Theta < 0^\circ$, el flujo es descendente.

Es posible escribir la ecuación de la siguiente forma:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\left(\frac{dP}{dL}\right)_e + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f}{1 - E_k}$$

Para flujo vertical, se determina el colgamiento que existirá si la tubería fuese horizontal y luego se corrige por la inclinación real de la tubería, que en este caso es $\pm 90^\circ$, de la siguiente manera:

$$y_L = y_L(0)\varphi$$

$$y_L(0) = \frac{a\lambda^b}{N_{Fr}^c}$$

$$\varphi = 1 + 0.3C$$

$$C = (1 - \lambda) \ln(d \lambda^e N_{L_v}^f N_{Fr}^g)$$

$$C \geq 0$$

Donde las constantes a, b, c, d, e, f y g toman los valores que en la siguiente tabla:

Patrón de flujo	a	b	c	d	e	f	g
Segregado	0.98	0.4846	0.0868				
Intermitente	0.854	0.5351	0.0173				
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609				
Segregado (cuesta arriba)				0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermitente (cuesta arriba)				2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribuido (cuesta arriba)				$C = 0; w = 1$			
Todos los patrones (cuesta abajo)				4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056