

**IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA
ANÁLISIS NODAL DINÁMICO EN SISTEMAS DE RECOLECCIÓN**

ARIEL MAURISSIO ARIZA CARVAJAL

VALENTÍN QUINTERO SOLANO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006

**IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA
ANÁLISIS NODAL DINÁMICO EN SISTEMAS DE RECOLECCIÓN.**

ARIEL MAURISSIO ARIZA CARVAJAL

VALENTÍN QUINTERO SOLANO

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

Director

OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO

Docente cátedra vinculada a la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A DIOS, a nuestras familias y a todos nuestros amigos.

A la Ingeniera OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO, directora de este proyecto por su valiosa colaboración.

Al Ingeniero PLUBIO ALEJANDRO SANDOVAL, por su soporte técnico en la elaboración del software.

Finalmente a la ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS de la Universidad Industrial de Santander.

CONTENIDO

| | Pág. |
|--|------|
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1. FUNDAMENTOS DE DISEÑO LÍNEAS DE RECOLECCIÓN. | 2 |
| 1.1 DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN | 2 |
| 1.2 DIMENSIONAMIENTO DE UNA LÍNEA | 2 |
| 1.2.1 FLUJO EROSIONAL. | 3 |
| 1.3 COMPORTAMIENTO DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES | 5 |
| 1.3.1 PATRONES DE FLUJO. | 5 |
| 1.4 EFECTO DE LAS VARIABLES EN EL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN TUBERÍA. | 9 |
| 1.5 SELECCIÓN DEL ESPESOR DE TUBERÍA | 10 |
| 1.6 PÉRDIDA DE PRESIÓN EN VÁLVULAS Y ACCESORIOS. | 13 |
| 1.6.1 Coeficientes de resistencia: | 13 |
| 2. COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN TUBERÍAS. | 16 |
| 2.1 INTRODUCCIÓN. | 16 |
| 2.2 ECUACIONES BÁSICAS Y CONCEPTOS | 17 |
| 2.2.1 Ecuación general de energía. | 17 |
| 2.2.2 Modificación de la ecuación de gradiente de presión para flujo en dos fases. | 21 |
| 2.2.3 Factor de fricción. | 23 |
| 2.3 FLUJO EN DOS FASES. | 26 |

| | |
|--|----|
| 2.3.1 Variables de flujo en dos fases. | 27 |
| 2.4 PROPIEDADES DEL FLUIDO. | 33 |
| 2.4.1 Densidad del fluido. | 34 |
| 2.4.2 Velocidad del fluido. | 37 |
| 2.5 PREDICCIÓN DE TEMPERATURA DE FLUJO. | 40 |
| 2.6 TEMPERATURA DE FLUJO EN TUBERÍAS. | 40 |
| 2.7 PATRONES DE FLUJO BIFÁSICO EN TUBERÍA HORIZONTAL. | 41 |
| 2.8 PREDICCIÓN DEL PATRÓN DE FLUJO HORIZONTAL | 42 |
| 2.8.1 Método de EATON. | 42 |
| 2.8.2 Método de DUKLER. | 43 |
| 2.8.3 Método de BEGGS & BRILL. | 43 |
| 2.8.4 Método de FLANIGAN para terreno montañoso. | 44 |
| 2.8.5 Método de MUKHERJEE. | 44 |
| 2.8.6 Modelo híbrido. | 45 |
| 3. ANÁLISIS NODAL DINÁMICO. | 46 |
| 3.1 GENERALIDADES. | 46 |
| 3.2 ANÁLISIS TOTAL DEL SISTEMA | 48 |
| 3.2.1 Efecto del tamaño de la línea | 49 |
| 3.2.2 Análisis para sistemas multi-pozos. | 50 |
| 3.3 ANÁLISIS NODAL DINÁMICO PARA SISTEMAS DE RECOLECCIÓN, ANDSR. | 54 |
| 3.3.1 Condiciones del simulador de pozo para usarlo en el ANDSR. | 56 |
| 4. ASPECTOS DEL DESARROLLO DEL SOFTWARE | 59 |

| | | |
|-------|--|----|
| 4.1 | INTRODUCCIÓN | 59 |
| 4.2 | GENERALIDADES | 59 |
| 4.2.1 | Propiedades de los fluidos que maneja FLOWLINE. | 59 |
| 4.2.2 | Estructura de los sistemas de tubería | 60 |
| 4.2.3 | cálculos realizados por el FLOWLINE | 60 |
| 4.2.4 | Unidades de medida | 60 |
| 4.3 | SELECCIÓN DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN DE PATRÓN DE FLUJO Y CAÍDA DE PRESIÓN | 61 |
| 4.4 | AMBIENTE DE PROGRAMACIÓN SELECCIONADO | 61 |
| 4.5 | DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN. | 62 |
| 4.6 | ALGORITMO SOLUCIÓN | 62 |
| 4.6.1 | Clases de nodos | 64 |
| 4.6.2 | Tipos de análisis. | 69 |
| 4.6.3 | Diagrama de flujo para el algoritmo principal. | 71 |
| 4.6.4 | Diagramas de flujo para el algoritmo analítico. | 72 |
| 4.7 | VALIDACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS CON OTROS SOFTWARE. EJEMPLO 1. | 73 |
| 4.8 | PROBLEMA EJEMPLO 2. (VALIDACIÓN CON FLOSYSTEM) | 77 |
| | CONCLUSIONES | 81 |
| | RECOMENDACIONES | 82 |
| | BIBLIOGRAFÍA | 83 |
| | ANEXOS | 86 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Tabla 1. Factor de diseño de acuerdo al tipo de construcción, | 12 |
| Tabla 2. Factor de degradación de temperatura | 12 |
| Tabla 3. Coeficientes de restricción de flujo | 14 |
| Tabla 4. Clasificación de los diferentes métodos de predicción de acuerdo al patrón de flujo | 45 |
| Tabla 5. Información de las corrientes de flujo para ejemplo 1 (analizadas con hysys y comparadas con flowline) | 73 |
| Tabla 6. Condiciones operacionales para ejemplo 1 | 74 |
| Tabla 7. Composiciones para las corrientes de flujo consideradas en el ejemplo 1 | 75 |
| Tabla 8. Comparativo de resultados obtenidos por flowline contra hysys para el ejemplo 1 | 76 |
| Tabla 9. Propiedades en cabeza de pozo 1-4 para el ejemplo 2. | 78 |
| Tabla 10. Propiedades en cabeza de pozo 5-9 para el ejemplo 2 | 78 |
| Tabla 11. Propiedades de la tubería para el ejemplo 2 | 79 |
| Tabla 12. Solución para el ejemplo 2 (flowline) | 80 |
| Tabla 13. Comparativo de resultados entre flowline y flosystem | 80 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|------|
| Figura 1. Diagrama flujo burbuja. | 6 |
| Figura 2. Diagrama flujo neblina. | 6 |
| Figura 3. Diagrama flujo tapón de gas. | 7 |
| Figura 4. Diagrama flujo estratificado. | 7 |
| Figura 5. Diagrama flujo ondulante. | 8 |
| Figura 6. Diagrama flujo tapón de líquido. | 8 |
| Figura 7. Diagrama flujo anular. | 8 |
| Figura 8. Geometría de flujo. | 20 |
| Figura 9. Balance de fuerzas. | 23 |
| Figura 10. Diagrama de distribución de líneas de recolección para un campo de petróleo. | 48 |
| Figura 11. Esquema de un sistema multipozos. | 51 |
| Figura 12. Solución gráfica para un análisis inflow (en el punto a.) | 52 |
| Figura 13. Solución gráfica para un análisis inflow (en el punto c.) | 52 |
| Figura 14. Representación del sistema de producción por medio de los modelos de simulación integrados. | 58 |
| Figura 15. Clases de nodos para un sistema de recolección. | 65 |
| Figura 16. Diagrama de flujo principal de flowline uis 1.0 | 71 |
| Figura 17. Diagrama de flujo para el alimento de datos a flowline | 72 |
| Figura 18. Esquema del sistema de tuberías para el ejemplo 1. | 74 |
| Figura 19. Representación del sistema de tuberías de recolección para el ejemplo 2. | 77 |

LISTA DE ANEXOS

| | Pág. |
|---|------|
| Anexo A. Método de BEGGS y BRILL. | 86 |
| Anexo B. Correlación MUKHERJEE AND BRILL | 92 |
| Anexo C. Correlaciones empíricas para las propiedades del fluido. | 99 |
| Anexo D. Manual del Usuario | 110 |

NOMENCLATURA

A área.

B_g factor volumétrico de formación del gas.

B_o factor volumétrico de formación del aceite.

B_{ob} factor volumétrico de formación del aceite a condiciones de punto de burbuja.

B_t factor volumétrico de formación total (dos fases).

B_w factor volumétrico de formación del agua.

C_g compresibilidad del gas.

C_o compresibilidad del gas.

C_w compresibilidad del gas.

d diámetro de la tubería.

f fracción.

f factor de fricción.

g aceleración de la gravedad.

g_c factor de conversión para la segunda ley de Newton.

h entalpía.

H_L nivel de líquido.

H_g fracción de gas nulo o nivel de gas.

\ln logaritmo natural.

\log logaritmo en base 10.

M peso molecular.

N_{Re} número de Reynolds.

P presión promedio.

P_b presión a punto de burbuja.

P_c presión crítica.

P_i presión inicial.

P_{pc} presión pseudocrítica.

P_{pr} presión pseudoreducida.

P_r presión reducida.

P_{sc} presión a condiciones estándar.

P_{sp} presión del separador.

q_g rata de flujo de gas in-situ.

q_L suma de las ratas de flujo de aceite y agua in-situ.

q_o rata de flujo de aceite in-situ.

q_w rata de flujo de agua in-situ.

R_s relación gas en solución-aceite.

T temperatura promedio.

T_c temperatura crítica.

T_{pc} temperatura pseudocrítica.

T_{pr} temperatura pseudoreducida.

T_r temperatura reducida.

T_{sc} temperatura a condiciones estándar.

v_g velocidad de gas actual.

v_L velocidad actual de liquido.

v_m velocidad de la mezcla.

v_s velocidad de deslizamiento.

v_{sg} velocidad superficial del gas.

v_{sL} velocidad superficial de liquido.

v_{so} velocidad superficial de liquido.

v_{sw} velocidad superficial de liquido.

Z factor de compresibilidad.

γ_g gravedad especifica del gas.

γ_L gravedad especifica del liquido.

γ_o gravedad especifica del aceite.

γ_w gravedad especifica del agua.

ΔP caída de presión.

ε rugosidad de la tubería.

λ_g fracción de gas (no deslizante).

λ_L nivel de liquido (no deslizante).

μ_g viscosidad del gas.

μ_L viscosidad del liquido.

μ_n viscosidad de las dos fases (gas-liquido).

μ_o viscosidad del aceite.

μ_w viscosidad del agua.

ρ_g densidad del gas.

ρ_L densidad de la mezcla agua-aceite.

ρ_n densidad no deslizante para las dos fases.

ρ_o densidad del aceite.

ρ_s densidad actual.

ρ_w densidad del agua.

σ tensión interfacial.

Φ ángulo de elevación.

Ψ factor de corrección por inclinación.

GLOSARIO

ANÁLISIS NODAL: técnica de Análisis de Líneas de Flujo en la cual el sistema es dividido por nodos, donde se analizan el comportamiento tanto aguas arriba como abajo buscando una solución convergente en estos dos casos.

ANDSR: análisis Nodal Dinámico para Sistemas de Recolección.

COLECTOR: accesorio de la red de tuberías en el cual convergen más de una línea.

CORRELACIÓN: ecuación matemática en función de algunas propiedades para determinar una propiedad específica.

CHOCKE: válvula ubicada dentro del sistema de producción en la cabeza de pozo y su función determina la cantidad de flujo.

DOWN HILL: efecto de flujo descendente

FLOWLINE: herramienta Software para la aplicación de Análisis Nodal Dinámico en Sistemas de recolección.

FLUJO MULTIFÁSICO: es el tipo de flujo donde intervienen dos fases, líquida y gaseosa, y además la fase líquida esta comprendida por la mezcla de dos fluidos inmiscibles.

IN FLOW: en Análisis Nodal se define como el estudio sobre el segmento que entra al nodo.

ITERACIÓN: dentro de un simulador, se define como las diferentes operaciones realizadas para un conjunto de condiciones determinadas. Un simulador realiza diferentes iteraciones para buscar la convergencia y así obtener una respuesta.

NODO: punto de división de un tramo de tubería sobre el cual se realizará el Análisis Nodal.

OUT FLOW: en Análisis Nodal se define como el estudio sobre el segmento que sale del nodo.

RÉGIMEN DE FLUJO: se define como un comportamiento específico de flujo, que se diferencia de otros por condiciones físicas como la velocidad, la distribución de las fases. Técnicamente este esta en función del Número de Reynolds.

REPORTE: se define como la entrega de resultados impresa que el usuario de un simulador puede obtener.

SIMULADOR: herramienta software que permite representar virtualmente una operación.

SISTEMA DE PRODUCCIÓN: se define como el sistema de tuberías comprendido desde la cara de pozo hasta el separador. Comprende el sistema de tuberías de pozo (vertical), el sistema de recolección (horizontal) y el sistema de separación.

SISTEMA DE RECOLECCIÓN: se define como el conjunto de tuberías provenientes desde cabeza de pozo hasta colector de separador convergiendo, o no, en colectores de líneas.

UP HILL: efecto de flujo ascendente.

RESUMEN

TÍTULO: IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA ANÁLISIS NODAL DINÁMICO EN SISTEMAS DE RECOLECCIÓN.*

AUTORES:

ARIEL MAURISSIO ARIZA CARVAJAL

VALENTÍN QUINTERO SOLANO**

PALABRAS CLAVES:

Sistemas de recolección, caídas de presión, flujo ascendente, flujo descendente, análisis nodal dinámico.

DESCRIPCIÓN:

FLOWLINE se define como una herramienta de Análisis Nodal para todas las líneas de descarga provenientes de los diferentes pozos que conforman un sistema de producción de un campo de petróleo a través del tiempo, actuando entre si, e incluyendo variaciones en la producción y el ingreso o cierre de pozos productores.

Esto implica, la simulación simultánea del comportamiento de flujo, las caídas de presión en las líneas de recolección, y las correlaciones para obtener las presiones y sus respectivas tasas de producción a diferentes periodos de tiempo analizados. Por lo tanto, incluye el impacto de las variaciones en la producción de un pozo sobre el resto del sistema y viceversa. Es así como FLOWLINE converge en presiones y tasas de producción que satisfacen los modelos del pozo y del separador (como condiciones de contorno), e internamente el comportamiento de flujo y las correlaciones hidráulicas en las tuberías.

El Sistema de Recolección se define como la red de líneas de superficie desde la cabeza de un grupo de pozos productores, que luego convergen en un punto (colector), para posteriormente ser transportados hasta el separador. Por otra parte, los colectores pueden definirse como los nodos donde dos o más líneas convergen, esto implica la realización de un balance de materia, una función más de FLOWLINE. Este balance de materia involucra una solución simultánea para todo el sistema, y provee los valores de las tasas de flujo de todas las líneas del sistema.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: ING. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO.

ABSTRACT

TITLE: IMPLEMENTATION OF A SOFTWARE TOOL FOR DYNAMIC NODAL ANALYSIS IN GATHERING SYSTEMS.*

AUTHORS:

ARIEL MAURISSIO ARIZA CARVAJAL
VALENTÍN QUINTERO SOLANO**

KEY WORD:

Gathering system, pressure drop, uphill, downhill, nodal analysis dynamic.

DESCRIPTION:

FLOWLINE is defined as a nodal analysis tool for every discharge line coming from the different wells that are part of the production system of a petroleum field through time, interacting and including the variations in production and the incoming or closing of the producer wells.

It implies the simultaneous simulation of the flow behaviour, pressure drops in the flow lines and the correlations in order to obtain the pressure values and their respective production rates at different periods of time to be evaluated. Therefore, it includes the impact of the well production variations over the rest of the system and vice versa. It is in that way that FLOWLINE converges in pressure values and production rates that satisfy the well and separator models (as contour conditions), and internally the flow conditions and hydraulic correlations in the pipes.

The Gathering System is defined as the net of surface lines from the well head of a producer wells group, that converge in a point (gathering), to be transported to the separator. On the other hand, collectors can be defined as the nodes where two or more lines converge; it implies the carrying out of a matter balance, one more of the FLOWLINE functions. This balance involves a simultaneous solution for the whole system and provides the values of the flow rates of all the system lines.

* Work of Degree.

** Faculty of Physical - Chemical. School of Engineering of Petroleums. Director: ENGINEER OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO.

INTRODUCCIÓN

La aplicación del Análisis Nodal para el diseño de líneas de recolección es una técnica apropiada y de fácil interpretación. Sin embargo, requiere de la selección correcta de los nodos para realizar el análisis, y del uso del método más exacto para predecir el comportamiento de flujo y determinar las caídas de presión en las líneas. Por esto, es necesario entender bien los conceptos concernientes a esta técnica y saber interpretar sus resultados.

De tal forma, la estructura del presente texto se ha establecido en cuatro capítulos para proveer al lector un mejor entendimiento del trabajo aquí expuesto. En este primer capítulo se ha enfocado a dar los fundamentos y generalidades necesarios para una correcta explicación del diseño o simulación de una red de líneas de recolección. En otras palabras es el fundamento teórico del trabajo realizado y es un preámbulo de las nociones necesarias para comprender el resto del texto. En la segunda parte se muestra la explicación de los cálculos y herramientas utilizados, además es el fundamento matemático y analítico. En el tercer capítulo, se explica la metodología usada para solucionar el problema que se plantea en la primera parte. Para terminar, el cuarto capítulo muestra el trabajo realizado, planteando los algoritmos utilizados, mostrando ejemplos y evaluando el mismo software mediante comparación con otras herramientas ya usadas ampliamente en la industria.

1. FUNDAMENTOS DE DISEÑO LÍNEAS DE RECOLECCIÓN

1.1 DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN

Definir la estructura de la red de tubería, la cual depende de la distribución de los pozos sobre el mismo campo. Posterior a esto, se establece la información necesaria de producción en cabeza para cada pozo, presiones, tasas de líquido y gas, temperaturas, relaciones gas líquido y los cortes de agua entre otros datos de producción que puedan suministrarse. El primer cálculo lleva a definir el diámetro requerido para condiciones de operación óptimas, un mínimo costo de instalación y un mejor uso de la energía disponible del yacimiento. Esto conlleva a definir la red con todos los accesorios, colectores y las líneas que sean necesarias. Mediante el uso de Análisis Nodal esto se hace una tarea fácil e interesante aún más, si se eligen los nodos apropiadamente. Un primer y muy buen método es realizar un análisis pozo por pozo estableciendo su caída de presión como si tuviera una línea propia de flujo hasta la estación de recolección. Aquí se puede establecer un diámetro óptimo para el flujo por pozo. Posterior a esto se puede iniciar la simulación montando colectores y superponiendo gráficamente los resultados, o por comparaciones analíticas de los mismos, y al final mostrar el comportamiento y poder tomar las decisiones necesarias para garantizar la producción en las condiciones óptimas.

1.2 DIMENSIONAMIENTO DE UNA LÍNEA

Dimensionar una red de tuberías de recolección para un campo petrolero involucra definir el diámetro de las tuberías, conformar los colectores necesarios y verificar que las caídas de presión sean las mínimas para los

arreglos que se establezcan. Con Análisis Nodal esta selección, diámetro y los conjuntos de pozos que podrían ir a un colector, es una tarea posible y aún mejor, permite comparar el comportamiento actual o seleccionado con el que se presentaría bajo otras condiciones operacionales. Las caídas de presión son inversamente proporcionales al tamaño del diámetro sin embargo, en flujo multifásico este término es muy complejo y la mejor manera de seleccionar el diámetro es comparando los resultados obtenidos para una caída de presión a un diámetro dado con los resultados obtenidos para otro diámetro. En el capítulo cuatro se expondrán estos comportamientos en un ejemplo tácito. Sin embargo hay algo pendiente por definir, y es la selección de un diámetro para empezar a realizar los cálculos y el mismo Análisis Nodal. Este concepto de diámetro de partida, por llamarlo de algún modo, puede obtenerse a partir del concepto de Flujo Erosional (para flujo multifásico con relaciones gas-liquido altas), y de ahí empezar a comparar los comportamientos con otros diámetros. Por debajo de este concepto de diámetro mínimo, la tubería es sobre presionada y su comportamiento matemático es ilógico (entra a estado inestable).

1.2.1 Flujo Erosional. Cuando un fluido fluye a través de una tubería a altas velocidades, puede ocurrir una erosión en las paredes de la tubería. Esto es especialmente cierto para grandes flujos de gas en los cuales la velocidad in situ supera los 60 ft/s. Para flujos de líquido no es muy común hablar de éste término sin embargo, en condiciones multifásicas cuando la Relación Gas-Líquido es significativa puede presentarse este tipo de erosión. La velocidad de flujo a la cual esta erosión es posible, puede definirse como¹:

¹ BEGGS, H.D... Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991. Pág. 129.

$$V_e = \frac{C}{\rho_m^{1/2}}$$

Ecuación 1

Donde, V_e = Velocidad erosional, ft/s.

ρ_m = Densidad de la mezcla, lb/ft³.

C = Constante empírica en un rango entre 75 a 150. (lb/ft²*s)

Arnold y Stewart² expresan la densidad de la mezcla y el diámetro de la tubería como:

$$\rho_m = \frac{12.409 * SG_L * P + 2.7 * SG_G * RGL * P}{(198.7 * P) + Z * R * T}$$

Ecuación 2

$$d = \left[\frac{\left(11.9 + \frac{Z * RGL * T}{16.7 * P} \right) * q_L}{1000 * V_e} \right]^{1/2}$$

Ecuación 3

Donde, P= Presión, psia

T= Temperatura, °R.

d = Diámetro interno del tubo, in.

SG_L= Gravedad Específica del líquido relativa al agua.

SG_G= Gravedad Específica del gas relativa al aire @ CS.

GLR= Relación Gas-Líquido, ft³/bbl. @ CS.

q_L = Tasa de flujo de líquido, bbl/d. @ CS.

Z= Factor de compresibilidad del gas @ PT.

V_e = Velocidad erosional, ft/s

²ARNOLD, Ken; & STEWART, Maurice: Surface Production Operations V1: Design Of Oil Handling Systems And Facilities. Gulf Publishing Company. Houston, Texas. 1986. Pág. 277.

De esta manera se puede tener un criterio de partida para obtener un diámetro antes de entrar a realizar el análisis para obtener las condiciones óptimas de operación. Esto puede resumirse en los siguientes pasos:

- Determinar la densidad de la mezcla a partir de la *ecuación 2*.
- Determinar la velocidad erosional a partir de la *ecuación 1*.
- Determinar el diámetro interno de la tubería a partir de la *ecuación 3*.

1.3 COMPORTAMIENTO DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES

Como su nombre lo indica, flujo multifásico obedece al flujo donde intervienen la fase líquida y gaseosa, y donde la fase líquida es la mezcla de dos fluidos inmiscibles (agua y aceite). Generalmente las caídas de presión en Flujo Multifásico son de cinco a diez veces mayores que las ocurridas en flujo monofásico, esto es debido a como la fase gaseosa se desliza sobre la fase líquida³, separadas ambas por una interfase que puede ser lisa o irregular dependiendo del régimen o patrón de flujo existente.

1.3.1 Patrones de flujo. Dependen de las variaciones de presión o de la velocidad de flujo de una fase respecto a la otra. Estos Patrones de Flujo son definidos por Beggs y Brill⁴ y clasificados en tres grupos. Los patrones de flujos estratificado, ondulado y anular los clasifican como Segregados. Flujos tapón de gas y tapón de líquido son clasificados como Intermitente. Por último, los flujos burbuja y niebla catalogados como Flujos Distribuidos.

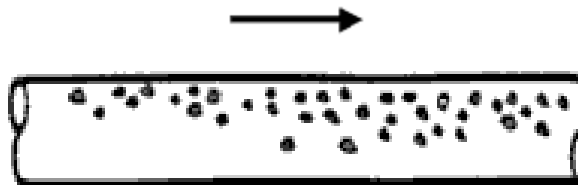
³ DÍAZ CAMACHO, Alberto A., y MORALES, Sandra L. "Diseño de líneas de superficie para el campo Jazmín Fase I." Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2000.

⁴ BEGGS, H.D.. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991. Pág. 88.

Una breve descripción de cada uno de estos patrones de flujos se presenta a continuación.

a. Flujo burbuja: las burbujas de gas se mueven a lo largo de la parte superior de la tubería, la fase continua es el líquido que transporta el gas.

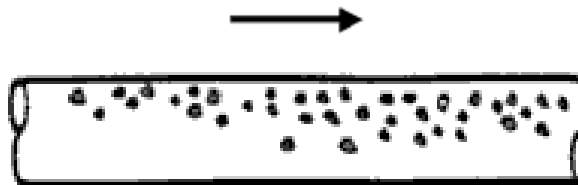
Figura 1: Diagrama flujo burbuja.



Fuente: BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

b. Flujo neblina: el líquido está completamente disperso en el gas, la fase continua es el gas que lleva en suspensión las gotas de líquido.

Figura 2: Diagrama flujo neblina.



Fuente: BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

c. Flujo tapón de gas: las burbujas de gas aumentan de tamaño hasta llenar la parte superior de la tubería. La fase continua es el líquido que sigue transportando al gas.

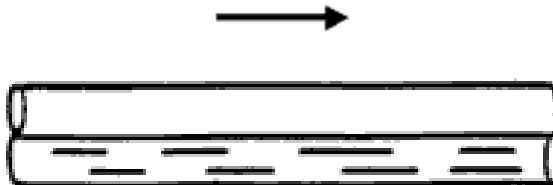
Figura 3 Diagrama flujo tapón de gas.



Fuente: BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

d. Flujo estratificado: las burbujas de gas se unen formando una fase gaseosa que se mueve en la parte superior de la tubería, quedando líquido en la parte inferior con una interfase continua y lisa.

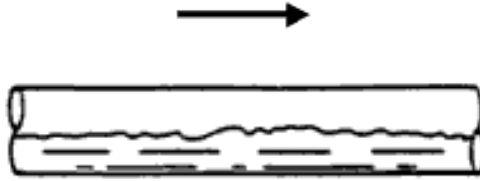
Figura 4. Diagrama flujo estratificado.



Fuente: BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

e. Flujo ondulante: semejante al anterior régimen pero se rompe la continuidad de la interfase por ondulaciones en la superficie del líquido originadas por el incremento de la velocidad del gas.

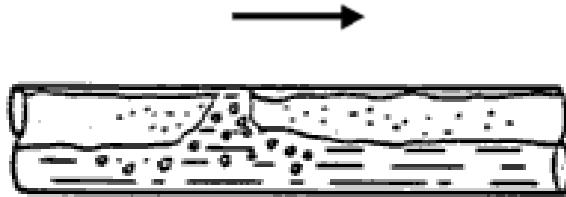
Figura 5. Diagrama flujo ondulante.



Fuente: BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications.
Tulsa, Oklahoma. 1991.

f. Flujo tapón de líquido: las crestas de las ondulaciones pueden llegar hasta la parte superior de la tubería, taponándola y ocasionando gran turbulencia en el flujo.

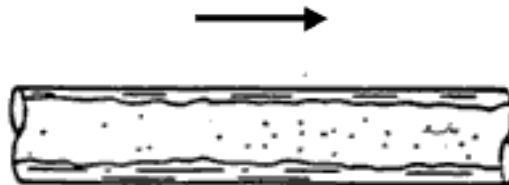
Figura 6. Diagrama flujo tapón de líquido.



Fuente: BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications.
Tulsa, Oklahoma. 1991.

g. Flujo anular: una película de líquido cubre las paredes de la tubería y el gas fluye por el interior, llevando partículas de líquido en suspensión.

Figura 7. Diagrama flujo anular.



Fuente: BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications.
Tulsa, Oklahoma. 1991.

1.4 EFECTO DE LAS VARIABLES EN EL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN TUBERÍA

Muchas variables en producción pueden cambiar con el tiempo ó respecto a su localización. Los efectos de los cambios en los parámetros como tamaño de la línea, Relación Gas-Líquido, las tasas de producción de agua, aceite, y gas. Estos efectos deben ser analizados al momento de realizar diseños, modelamientos o análisis de sensibilidad. Los efectos de estas variables pueden expresarse como⁵:

a. Tasa de líquido, q_L : un incremento en la tasa de líquido provoca un aumento en la velocidad total del fluido y por lo tanto un aumento en el gradiente de presión. Un error común en el desarrollo del campo es conectar nuevos pozos a las líneas de flujo ya existentes y sobrecargadas. Esto por supuesto, incrementa la caída de presión en la línea que conecta estos pozos hasta el colector.

b. Relación Gas Líquido, GRL: el efecto de la relación gas-líquido depende del ángulo de inclinación de la tubería. Cuando las líneas están sobre terrenos montañosos puede existir acumulación de líquido en las zonas bajas provocando un aumento en la caída de presión.

c. Efecto del corte de agua, BSW: el efecto del corte de agua no es fácil de analizar, sin embargo es notorio que cuando la fracción de agua aumenta, la cantidad de gas en solución decrece. Esto tendría el mismo efecto de la relación gas-líquido. Sin embargo, cuando el aceite transportado es altamente viscoso, el efecto del aumento del corte de agua puede provocar

⁵ Ibid. Pg.: 116

una disminución en la viscosidad y por lo tanto, la caída de presión disminuirá. Pero por otra parte, si se forman emulsiones, entonces el efecto es muy contrario provocando grandes caídas de presión.

d. Viscosidad del líquido, μ_L : su efecto no es claramente definido en los estudios de flujo, no obstante, observaciones de campo han demostrado como el gradiente de presión incrementa cuando aumenta la viscosidad. De otro lado, la viscosidad efectiva de la mezcla depende si existe o no emulsión y del grado de la misma. También el término de la viscosidad aparece en las correlaciones para determinar el factor de presión.

e. Efecto del diámetro de la tubería, d : una disminución en el diámetro de la tubería causa un incremento en la velocidad de flujo, y esto incrementa la caída de presión. Sin embargo, cuando la tubería no es horizontal, entonces un diámetro pequeño puede ocasionar un cambio en el nivel de líquido provocando una disminución sobre la caída de presión total.

1.5 SELECCIÓN DEL ESPESOR DE TUBERÍA

Después de seleccionar el diámetro interno de la tubería apropiado, es necesario escoger una tubería con el espesor adecuado para manejar la presión del flujo. Esta selección está determinada por estándares y requerimientos establecidos técnicamente o por medio de legislación en cuanto a seguridad ambiental e industrial se refiere. Las normas comúnmente usadas a nivel mundial son las usadas en Estados Unidos, especificadas por medio de las normas ANSI. Para el caso de líneas de

recolección de un campo de crudo son las dadas por la norma ANSI B 31.4⁶. Entonces puede definirse el espesor de pared para una tubería, mediante la siguiente ecuación:

$$t = \frac{p * d_{OD}}{2 * (F * E * T * S)}$$

Ecuación 4

⁶ ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Houston Texas. 1986. Pág. 279

Donde:

t = Espesor de pared requerido, (in).

p = Presión interna en la tubería, (psi).

d_{OD} = Diámetro externo de la tubería, (in).

F = Factor de diseño por tipo de construcción, Tabla de factor de diseño por tipo de construcción.

E = Factor de unión longitudinal
1.0 para unión de costura, ERW, y soldadura de arco.
0.8 para tubería doblada al horno y con cordón de soldadura.
0.6 para tubería doblada al horno unida y soldada sin cordón.

T = Factor por degradación de la temperatura, Tabla par determinar el factor degradación de temperatura.

S = Esfuerzo mínimo de corte de la tubería, psi, Tabulados por normas ANSI.

Tabla 1. Factor de diseño de acuerdo al tipo de construcción, F.

| Tipo de construcción | Factor de diseño | Descripción general. |
|----------------------|------------------|---|
| A | 0.72 | Campos petroleros y áreas bajo pobladas |
| B | 0.6 | Áreas semipobladas. |
| C | 0.5 | Áreas comerciales y residenciales y estaciones de compresión. |
| D | 0.4 | Áreas altamente congestionadas y superpobladas. |

Fuente: ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Houston Texas. 1986.

Tabla 2. Factor de Degradación de temperatura.

| Temperatura, °F | Factor degradación |
|-----------------|--------------------|
| -20 – 250 | 1.000 |
| 300 | 0.967 |
| 350 | 0.933 |
| 400 | 0.900 |
| 450 | 0.867 |

Fuente: ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Houston Texas. 1986.

1.6 PÉRDIDA DE PRESIÓN EN VÁLVULAS Y ACCESORIOS

El flujo en válvulas y accesorios implican caídas de presión adicionales. Esto puede interpretarse por medio de la determinación de coeficientes de resistencia y de flujo, también del concepto de longitudes equivalentes.⁷

1.6.1 Coeficientes de resistencia. La caída de presión en una válvula o en un accesorio puede expresarse como:

⁷ Ibid. Pg.:256

$$\Delta P = K_R * \frac{\rho * V^2}{2 * g_c}$$

Ecuación 5

Donde K_R se define como el coeficiente de resistencia de flujo para accesorios, es adimensional y es una función del número de Reynolds, la rugosidad y de la geometría del accesorio.

$$K_R = \frac{f * L}{d}$$

Ecuación 6

Donde L y d corresponden a la geometría de accesorio. Para flujo multifásico las pérdidas de presión en varios tipos de válvulas y accesorios pueden ser aproximadas bajo el concepto de longitudes equivalentes. Los valores de K_R determinados para diferentes tipos de accesorios pueden encontrarse en la siguiente tabla⁸:

Tabla 3. Coeficientes de restricción de flujo.

| ACCESORIO | K_R (ft/in) |
|-----------------|---------------|
| Válvula globo | 3.0 – 5.0 |
| Válvula cortina | 0.15 |
| Codos | 0.2 - 0.3 |
| Válvulas check | 6.0 – 8.0 |

Fuente: ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Houston Texas. 1986.

Una longitud equivalente, L_e , puede ser calculada para cada accesorio usando el factor de fricción calculado para el flujo en la tubería. Todos los valores de longitudes equivalentes pueden ser adicionados a la longitud real

⁸ BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publication. Tulsa, Oklahoma. USA. 1991 Pág. 128.

de la tubería para realizar los cálculos de caída de presión. La longitud equivalente puede expresarse como:

$$L_e = \frac{k_R * d}{f}$$

Ecuación 7

Donde d corresponde al diámetro de la tubería, f al factor de fricción para el flujo.

2. COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN TUBERÍAS

2.1 INTRODUCCIÓN

La mayoría de pozos de aceite y gas operan bajo condiciones de flujo multifásico. Algunos producen gas libre con aceite, y en pozos de gas se producirá ya sea agua o condensado con el gas. La presencia de líquido y gas en los componentes complica ampliamente los cálculos de caída de presión y a su vez las variaciones de presión repercuten en los cambios de fase.

Esto causa variación en densidades, velocidades, volúmenes de cada fase y propiedades del fluido. También ocurren cambios de temperatura para flujo en sistemas de tubería y restricciones. Esto no sería un problema en cálculos de comportamiento del yacimiento, ya que la temperatura de este permanece constante.

El cálculo de cambios de presión con la distancia, o gradiente de presión, en algún punto del sistema requiere el conocimiento de la temperatura existente en estos puntos. Aunque son disponibles procedimientos para estimar pérdidas de calor o temperatura.

El diseño y análisis de un sistema en el cual ocurre flujo en dos fases requiere un correcto entendimiento del fenómeno físico como también de la teoría básica y las ecuaciones.

Las ecuaciones básicas y conceptos se presentan detalladamente en este capítulo junto con las correlaciones empíricas para calcular pérdidas de presión en tubería y se sugerirá cual método utilizar para condiciones

particulares. Las correlaciones empíricas para estimar las propiedades del fluido como función de presión y temperatura son presentadas en el anexo C. Todo el contenido del presente capítulo se referencia a los estudios realizados por Beggs⁹.

2.2 ECUACIONES BÁSICAS Y CONCEPTOS

Los gradientes de presión ocurridos durante flujo bifásico en tuberías pueden ser calculados si se pueden predecir todos los cambios de energía. La ecuación básica de gradiente de presión se derivó para ser aplicable en flujo de fluidos para un sistema de tuberías y ésta se adapta para cualquier sistema de tuberías y fluidos.

2.2.1 Ecuación General de Energía. La base teórica para la mayoría de ecuaciones de flujo de fluidos es la ecuación general de energía y una expresión para el balance o conservación de energía entre dos puntos en un sistema. La ecuación de energía es primero desarrollada usando principios termodinámicos y es modificada para formar la ecuación de gradiente de presión. Considerando un sistema de estado estable, el balance de energía puede ser escrito como¹⁰:

$$U'_1 + p_1 * V_1 + \frac{m^* v_1^2}{2 * g_c} + \frac{m^* g^* Z_1}{g_c} + q' + W_s' = U'_2 + p_2 * V_2 + \frac{m^* v_2^2}{2 * g_c} + \frac{m^* g^* Z_2}{g_c}$$

Ecuación 8

⁹ BEGGS, H.D.. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991. Capítulo 3 Pág. 57-131.

¹⁰ Ibid. Pág. 58

Donde,

$U'_1 =$ energía interna,

$p_1 * V =$ expansión de energía o compresión,

$\frac{m * v^2}{2 * g_c} =$ energía cinética ,

$\frac{m * g * Z}{g_c} =$ energía potencial,

$q' =$ energía calórica adicionada al fluido,

$W'_s =$ trabajo hecho en el fluido por los alrededores.

Dividiendo la ecuación anterior por m para obtener un balance de energía por unidad de masa y escribiéndola en forma diferencial da:

$$dU + d\left(\frac{p}{\rho}\right) + \frac{v^* dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dq + dW_s = 0$$

Ecuación 9

Esta forma de ecuación de balance de energía es difícil de aplicar porque el término de energía interna es usualmente convertido a balance de energía mecánica usando relaciones termodinámicas conocidas. De esta manera:

$$dU = dh - d\left(\frac{p}{\rho}\right)$$

Ecuación 10

Y

$$dh = TdS + \frac{dp}{\rho}$$

Ecuación 11

o

$$dU = TdS + \frac{dp}{\rho} - d\left(\frac{p}{\rho}\right)$$

Ecuación 12

Donde,

h = entalpía

S = entropía

T = temperatura

Sustituyendo la ecuación 11 en la ecuación 9 y simplificando resulta:

$$TdS + \frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dq + dW_s = 0$$

Ecuación 13

Para un proceso irreversible, la desigualdad de Clausius¹¹.

$$dS \geq \frac{-dq}{T}$$

Ecuación 14

o

$$Tds = -dq + dL_w$$

Ecuación 15

Donde dL_w es la pérdida debido a irreversibilidades, tales como fricción. Usando esta relación y asumiendo no trabajo en o por el fluido, la ecuación 13 llega a:

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dL_w = 0$$

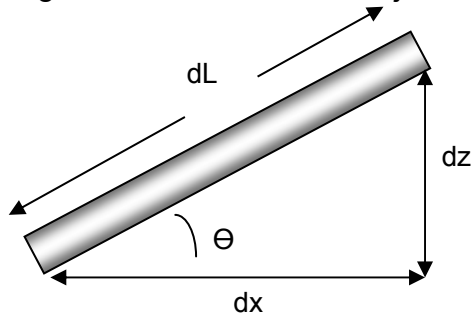
Ecuación 16

Si consideramos una tubería inclinada a un ángulo θ de la horizontal como en la figura 8, entonces $dZ = dL * \text{sen} \theta$:

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dL * \text{sen} \theta + dL_w = 0$$

Ecuación 17

Figura 8: Geometría de Flujo.



Fuente: BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

¹¹ Opcit Pg.: 59

Multiplicando la ecuación por ρ/dL da:

$$\frac{dp}{dL} + \frac{\rho v dv}{g_c dL} + \frac{g}{g_c} \rho^* \text{sen} \theta + \rho \frac{dL_w}{dL} = 0$$

Ecuación 18

La anterior ecuación puede ser resuelta para gradiente de presión, y si la caída de presión es considerada en la dirección de flujo:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{g}{g_c} \rho^* \text{sen} \theta + \frac{\rho v dv}{g_c dL} + \left(\frac{dp}{dL} \right)_f$$

Ecuación 19

Donde,

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_f = \rho \left(\frac{dL_w}{dL} \right)$$

Ecuación 20

Este es el gradiente de presión debida a la viscosidad de corte o pérdida por fricción.

2.2.2 Modificación de la ecuación de gradiente de presión para flujo en dos fases. La ecuación de gradiente de presión, la cual es aplicable a flujo en una tubería inclinada a un ángulo θ desde la horizontal, fue dada previamente como:

$$\left(\frac{dp}{dL} \right) = \left(\frac{dp}{dL} \right)_{el} + \left(\frac{dp}{dL} \right)_f + \left(\frac{dp}{dL} \right)_{ace}$$

Ecuación 21

a. Componente por cambio de elevación: donde ρ_s es la densidad de la mezcla gas-líquido en el elemento de tubería.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho_s \text{sen} \theta$$

Ecuación 22

b. Componente por fricción: Donde f, ρ , y V son definidos en forma diferente por los investigadores. El componente de fricción no es analíticamente predecible excepto para el caso de flujo laminar, y flujo en fase simple, aunque puede ser determinado por analogía a esta fase. Las definiciones más comunes para el factor de fricción en dos fases son las siguientes:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{(f\rho v^2)_f}{2g_c d}$$

Ecuación 23

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f_L \rho_L v_{SL}^2}{2g_c d}$$

Ecuación 24

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f_g \rho_g v_{Sg}^2}{2g_c d}$$

Ecuación 25

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f_p \rho_f v_m^2}{2g_c d}$$

Ecuación 26

c. Componente por aceleración: el componente por aceleración es ignorado por algunos investigadores. Sin embargo, cuando éste es considerado, varias suposiciones son hechas teniendo en cuenta las

magnitudes relativas de los parámetros envueltos, llegando a algún procedimiento simplificado para determinar la caída de presión debido al cambio en la energía cinética.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{ace} = \frac{(\rho v dv)_k}{g_c dL}$$

Ecuación 27

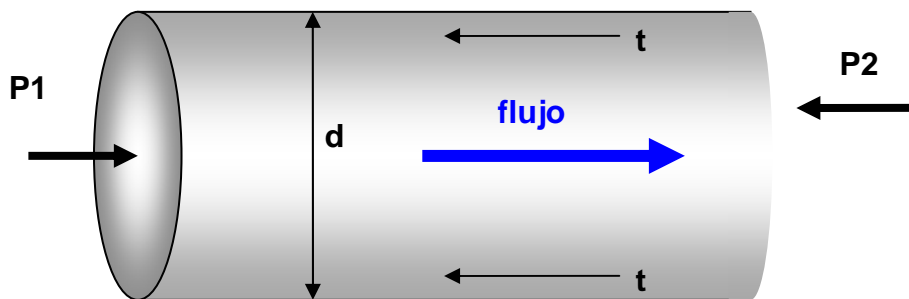
2.2.3 Factor de Fricción. En flujo por tubería horizontal, la pérdida de energía y caída de presión son causadas por cambios en la energía cinética y pérdida por fricción solamente. Ya que la mayoría de la viscosidad de corte ocurre en la pared de la tubería, la relación de esfuerzo de corte (τ_w) a energía cinética por unidad de volumen (ρv^2) / ($2g_c$) refleja la importancia relativa del esfuerzo de corte de la pared en las pérdidas totales. Esta relación forma un grupo adimensional y define un factor de fricción.

$$f' = \frac{\tau_w}{\rho v^2 / 2g_c} = \frac{2\tau_w g_c}{\rho v^2}$$

Ecuación 28

Para evaluar los esfuerzos de corte en la pared, se hace un balance de fuerzas entre la presión y los esfuerzos de corte en la pared.

Figura 9: Balance de fuerzas.



Fuente: BEGGS, H.D. Optimization Using Nodal Analysis.

OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

$$\left[p_1 - \left(p_1 - \frac{dp}{dL} dL \right) \right] \frac{\pi d^2}{4} = \tau_w (\pi d) dL$$

Ecuación 29

o

$$\tau_w = \frac{d}{4} \left(\frac{dp}{dL} \right)_f$$

Ecuación 30

Sustituyendo la ecuación 29 en 27 y resolviendo para el gradiente de presión debido a la fricción da:

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_f = \frac{2 f' \rho v^2}{g_c d}$$

Ecuación 31

La cual es conocida como la Ecuación de Fanning. En términos de factor de fricción de Moody,¹² $f = 4f'$, y

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d}$$

Ecuación 32

El factor de fricción para flujo laminar puede ser determinado analíticamente por combinación de la ecuación 31 con la ecuación Hagen-Poiseuille para flujo laminar:

$$v = \frac{d^2 g_c}{32 \mu} \left(\frac{dp}{dL} \right)_f$$

Ecuación 33

¹² Opcit. Pg. 91

O

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{32\mu v}{g_c d^2}$$

Ecuación 34

Igualando las expresiones para el gradiente de presión friccional da:

$$\frac{32\mu v}{g_c d^2} = \frac{f\rho v^2}{2g_c d}$$

Ecuación 35

O

$$f = \frac{64\mu}{\rho v d} = \frac{64}{N_{Re}}$$

Ecuación 36

El grupo adimensional, $N_{Re} = (\rho v d) / \mu$, es la relación de las fuerzas de momentum del fluido a las fuerzas de viscosidad de corte y es conocido como Número de Reynolds. Este es el parámetro usado para distinguir el flujo laminar y turbulento. Para cálculos ingenieriles, el punto de división entre flujo laminar y turbulento puede ser asumido para un número de Reynolds de 2100, para flujo en una tubería circular. Los estudios han mostrado que ambos, perfil de velocidad y gradiente de presión son muy sensitivos a las características de la pared de la tubería.

Para pared de tubería lisa, la ecuación usada mas comúnmente cubre un amplio rango de número de Reynolds, $3000 < N_{Re} < 3 \cdot 10^6$, y fue presentada por Drew, Koo, y Mc Adams¹³.

¹³ Opcit Pg.: 61.

$$f = 0.0056 + 0.5N_{Re}^{-0.32}$$

Ecuación 37

La rugosidad puede tener un efecto definitivo en el factor de fricción y por lo tanto en el gradiente de presión. La rugosidad de la tubería esta en función del material de la tubería, el método de manufactura y el ambiente al cual ha estado expuesto.

En flujo turbulento, los efectos de rugosidad de la pared dependen de la rugosidad relativa (ε/d) y del número de Reynolds (N_{Re}). Si el flujo es laminar el comportamiento es similar a una tubería lisa.

Una ecuación para factor de fricción fue propuesta por Jain¹⁴, la ecuación da un máximo de error del 3% para números de Reynolds tan bajos como 2000; la ecuación es:

$$f = \left[1.14 - 2 \text{Log} \left(\varepsilon/d + 21.25/N_{Re}^{0.9} \right) \right]^{-2}$$

Ecuación 38

ε/d = rugosidad relativa, donde ε es la rugosidad absoluta y d es el diámetro de la tubería, ambos en pies.

2.3 FLUJO EN DOS FASES

La introducción de una segunda fase complica el análisis de la ecuación de gradiente de presión. Los fluidos pueden separarse debido a la diferencia en densidades y flujo a diferentes velocidades en la tubería. Una interfase puede existir entre las fases líquido y gas. Propiedades tales como densidad, velocidad y viscosidad, las cuales son relativamente simples para fluidos

¹⁴ JAIN, A.K.: "Achúrate Explicit Equation for Friction Factor" J Hudl- Aiv. ASCE. No ay5. May 1976

individuales, llegan a ser muy difíciles de determinar; aunque modificando la ecuación de gradiente de presión para condiciones de flujo en dos fases, ciertas variables únicas para dos fases en la mezcla de gas-líquido pueden ser definidas y evaluadas.

2.3.1 Variables de Flujo en dos Fases. Aquí se define y analiza algunas de las más importantes propiedades que deben ser entendidas antes de adaptarlas previamente a la ecuación de gradiente de presión a la condición de dos fases. El flujo en dos fases implica gas-líquido, sin embargo, la fase líquida puede incluir dos fluidos inmiscibles tales como agua y aceite.

a. Nivel de Líquido. (H_L)

El nivel de líquido es definido como la fracción de un elemento de tubería que es ocupado por el líquido en el mismo instante.

$$H_L = \frac{\text{Volumen_de_liquido_en_un_elemento_de_tuberia}}{\text{Volumen_del_elemento_de_tuberia}}$$

Ecuación 39

Es necesario determinar el nivel de líquido para calcular densidad de la mezcla, velocidad de gas y líquido, viscosidad efectiva y transferencia de calor. El valor de nivel de líquido no puede ser calculado analíticamente, este debe ser determinado de correlaciones empíricas que están en función de variables tales como propiedades de líquido y gas, patrón de flujo, diámetro de tubería e inclinación de la tubería.

b. Nivel de Gas. (H_g).

El volumen relativo de gas y líquido in-situ es algunas veces expresado en términos de fracción de volumen ocupado por gas, llamado nivel de gas H_g o fracción nula. El nivel de gas está expresado como:

$$H_g = 1 - H_L$$

Ecuación 40

c. Nivel de Líquido no-deslizante. (λ_L)

Es definido como la relación de volumen de líquido en un elemento de tubería que podría existir si el gas y líquido atravesara a la misma velocidad (no-deslizante) dividido por el volumen del elemento de tubería. Este puede ser calculado de la relación de flujos in-situ:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g}$$

Ecuación 41

Donde q_L es la suma de las tasas de flujo de aceite y agua in-situ y q_g es la tasa de flujo de gas in-situ. El nivel de gas no deslizante o fracción de gas nulo es definido como:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g}$$

Ecuación 42

e. Densidad del líquido (ρ_L)

Cuando dos líquidos inmiscibles como aceite y agua fluyen simultáneamente, la definición de densidad llega a ser más complicada. La densidad de la mezcla gas-líquido fluyendo es difícil de evaluar por la separación gravitacional de las fases y el deslizamiento entre éstas. La densidad de la

mezcla agua-aceite puede ser calculada de las densidades y las tasas de flujo si se asume no-deslizamiento entre el agua y el aceite.

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w$$

Ecuación 43

Donde

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w}$$

Ecuación 44

y

$$f_w = 1 - f_o$$

Ecuación 45

El cálculo de la densidad de la mezcla gas-líquido requiere conocimiento del nivel de líquido.

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g$$

Ecuación 46

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g$$

Ecuación 47

La primera ecuación es usada para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación, densidad actual. La segunda ecuación es usada para determinar la densidad no deslizante para las dos fases.

f. Velocidad.

La mayoría de las correlaciones de flujo están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase de fluido es definida como la velocidad que la fase podría exhibir si fluyera sola a

través del área de sección transversal total de la tubería. La velocidad superficial del gas es calculada de:

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A}$$

Ecuación 48

El área actual a través del cual el gas fluye es reducido por la presencia del líquido a AH_g . Aunque la velocidad de gas actual es calculada de:

$$v_g = \frac{q_g}{AH_g}$$

Ecuación 49

Donde A es el área de la tubería. La velocidad superficial y actual de líquido es calculada similarmente de:

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A}$$

Ecuación 50

$$v_L = \frac{q_L}{AH_L}$$

Ecuación 51

Ya que H_g y H_L son menores que uno, las velocidades actuales son mayores que las velocidades superficiales.

Las dos fases o velocidad de la mezcla son calculadas en base a la tasa de flujo total in-situ de la ecuación:

$$v_m = \frac{q_L + q_g}{A} = v_{sL} + v_{sg}$$

Ecuación 52

La fase gas y líquido pueden viajar a diferentes velocidades en la tubería. Algunos investigadores prefieren evaluar el grado de deslizamiento y de ese modo con el nivel de líquido se determina una velocidad de deslizamiento V_s . La velocidad de deslizamiento está definida como la diferencia entre las velocidades actuales de gas y líquido por:

$$v_s = v_g - v_l = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{H_L}$$

Ecuación 53

Usando las definiciones anteriores para las diferentes velocidades, alternando las formas de las ecuaciones para nivel de líquido actual y no deslizante:

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m}$$

Ecuación 54

g. Viscosidad.

La viscosidad del fluido es usada en la determinación del Número de Reynolds. La siguiente ecuación ha sido usada por varios investigadores¹⁵ para calcular viscosidad de las dos fases gas-líquido.

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g$$

Ecuación 55

¹⁵ BEGGS, H.D.. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991. Pg.: 66.

La viscosidad de la mezcla aceite-agua es calculada usando las fracciones de aceite y agua fluyendo en la mezcla como factores de peso. La ecuación mas comúnmente usada es:

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w$$

Ecuación 56

Esta ecuación no es valida si se forma una emulsión agua-aceite.

h. Tensión Superficial.

La tensión interfacial depende de otras propiedades de fluido tales como gravedad del aceite, gravedad del gas y gas disuelto. Cuando la fase líquido contiene ambos agua y aceite, los mismos factores de peso para calcular densidad y viscosidad son usados, así:

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w$$

Ecuación 57

Donde,

σ_o = tensión superficial del aceite, y

σ_w = tensión superficial del agua.

2.4 PROPIEDADES DEL FLUIDO

Frecuentemente será necesario evaluar varias propiedades y velocidades del fluido in-situ para calcular patrones de flujo, factores de fricción y nivel de líquido. Las variables en la ecuación de gradiente de presión son densidad del fluido, velocidad de la mezcla y factor de fricción. Los cálculos de estas variables para la mezcla de gas-líquido requieren valores de los componentes individuales a las condiciones de interés; además la evaluación

del factor de fricción requiere un valor para la viscosidad de los componentes individuales a diferentes presiones y temperaturas. La temperatura de los fluidos en los sistemas de tuberías cambia constantemente. En situaciones de diseño, el flujo o tasas de producción del fluido se conocerán a condiciones estándar en forma de gravedades específicas. Estas deben convertirse en tasas de flujo o velocidades y densidades a condiciones in-situ.

2.4.1 Densidad del fluido. Los cálculos para la densidad del fluido en dos fases requieren valores de densidad del gas, aceite y agua.

Para el gas, la gravedad específica está definida como la relación de la densidad del gas a la densidad del aire.

$$\gamma_g = \left(\frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \right)_{P_{sc}, T_{sc}} = \frac{M_g}{M_{aire}}$$

Ecuación 58

Donde,

ρ_g = densidad del gas, (lbm/ft³)

ρ_{aire} = densidad del aire, (lbm/ft³)

M_g = peso molecular del gas, (gr/gr-mol)

M_{aire} = peso molecular del aire, (gr/gr-mol)

P_{sc} = presión estándar (14.7 psia),

T_{sc} = temperatura estándar (60 °F = 520 °R), y

γ_g = gravedad del gas. (Relativa al aire.)

Usando la ecuación de estado para un gas en función de presión y temperatura;

$$\rho_g = \frac{2.7\gamma_g P}{ZT}$$

Ecuación 59

Donde,

ρ_g = densidad del gas a p y T, lbm/ft³,

p = presión, psia,

T = temperatura, °R,

γ_g = gravedad del gas (aire = 1), y

Z = factor de compresibilidad del gas.

Para el aceite, la gravedad específica de un líquido es definida como la relación de la densidad del líquido a la densidad del agua pura:

$$\gamma_L = \left(\frac{\rho_L}{\rho_w} \right)_{P_{sc}, T_{sc}}$$

Ecuación 60

En la industria petrolera es común expresar la gravedad en términos de la gravedad API del petróleo, o:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

Ecuación 61

Donde,

γ_o = gravedad específica del aceite (relativa al agua), y

API = gravedad API del aceite.

La densidad del aceite más algo de gas disuelto en el aceite a la presión y temperatura de interés puede ser calculado por:

$$\rho_o = \frac{350\gamma_o + 0.0764\gamma_g R_s}{5.615B_o}$$

Ecuación 62

Donde,

ρ_o = densidad del aceite, lbm/ft³,

R_s = gas disuelto en solución, scf/STB,

B_o = factor volumétrico de formación del aceite, bbl/STB,

350 = densidad del agua a s.c, lbm/STB,

0.0764 = densidad del aire a s.c, lbm/scf, y

5.615 = factor de conversión, ft³/bbl

Si la presión esta arriba del punto de burbuja a la temperatura de interés;
para el caso de $p \geq p_b$, la densidad del aceite es calculada por:

$$\rho_o = \rho_{ob} \text{EXP}[C_o (p - p_b)]$$

Ecuación 63

Donde,

ρ_o = densidad a p y T, (lbm/ft³)

ρ_{ob} = densidad a p_b y T, (lbm/ft³)

p = presión, psia,

p_b = presión al punto de burbuja a T, psia, y

C_o = compresibilidad isotérmica del aceite a T, psi⁻¹

EXP(X) = $e^x = (2.7183)^x$.

Para el agua, la densidad puede ser estimada de:

$$\rho_w = \frac{\rho_{wsc} \gamma_w}{B_w} = \frac{62.4 \gamma_w}{B_w}$$

Ecuación 64

Donde,

ρ_w = densidad del agua a p y T, lbm/ft³,

ρ_{wsc} = densidad del agua pura a s.c. = 62.4 lbm/scf,

γ_w = gravedad especifica del agua,

B_w = factor volumétrico de formación del agua, ft³/scf.

El valor de γ_w depende de los sólidos disueltos en el agua.

2.4.2 Velocidad del Fluido. Para calcular las velocidades in-situ del gas, aceite y agua de las tasas de flujo en superficie, debe calcularse primero la tasa de flujo volumétrico actual.

Para el gas, la tasa de producción de gas esta usualmente en volumen por unidad de tiempo a condiciones estándar, scf/d. Esto debe ser convertido a ft³/s.

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} = \frac{q_{sc} B_g}{A}$$

Ecuación 65

Donde,

V_{sg} = velocidad superficial del gas, ft/s.

q_{sc} = tasa de flujo del gas libre, scf/s,

B_g = factor volumétrico de formación del gas, ft³/scf, y

A = área de sección transversal de la tubería, ft².

Si el gas esta en contacto con el aceite en el sistema de tuberías, el gas en solución debe ser sustraído de la medida del separador y el tanque de almacenamiento de gas, pero antes la velocidad in-situ debe ser calculada.

$$q_g = \frac{q_o (R - R_s) B_g}{86400}$$

Ecuación 66

Donde,

q_g = tasa de flujo de gas, ft^3/s ,

q_o = tasa de producción de aceite, STB/d,

R = relación de producción gas-aceite, scf/STB,

R_s = relación de solución gas-aceite, scf/STB, y

B_g = factor volumétrico de formación del gas, ft^3/scf .

86400 = segundos/día.

$$B_g = \frac{p_{sc} Z T}{T_{sc} p} = \frac{0.0283 Z T}{p}$$

Ecuación 67

Donde,

Z = factor de compresibilidad del gas,

T = temperatura, °R,

p = presión, psia.

Para el aceite la velocidad superficial in-situ es calculada de:

$$v_{so} = \frac{q_o B_o}{A}$$

Ecuación 68

Donde,

V_{so} = velocidad superficial del aceite, (ft/s),

q_o = tasa de flujo del aceite, (scf/s),

B_o = factor volumétrico de formación del aceite, (ft³/scf),

A = área de la tubería, (ft².)

Si la tasa de aceite esta dada en STB/día, la ecuación será:

$$v_{so} = \frac{6.5 * 10^{-5} q_o B_o}{A}$$

Ecuación 69

Donde,

q_o = tasa de aceite, (STB/d)

V_{so} = velocidad superficial del aceite, (ft/s)

A = área de la tubería, (ft²)

B_o = ft³/scf o bbl/STB

Para el agua, su velocidad superficial in-situ es calculada de:

$$v_{sw} = \frac{6.5 * 10^{-5} q_w B_w}{A}$$

Ecuación 70

Donde,

q_w = tasa de agua, STB/d,

B_w = factor volumétrico de formación del agua, ft³/scf o bbl/STB,

A = área de la tubería, ft²,

V_{sw} = velocidad superficial del agua, ft/s.

La velocidad superficial del líquido es la suma de las velocidades superficiales del aceite y agua, y la velocidad superficial de la mezcla es la suma de las velocidades superficiales de gas y líquido.

$$v_{sL} = v_{so} + v_{sw}$$

Ecuación 71

$$v_m = v_{sL} + v_{sg}$$

Ecuación 72

2.5 PREDICCIÓN DE TEMPERATURA DE FLUJO

Todas las correlaciones para propiedades del fluido (presentadas en el **Anexo C**), requieren un valor de temperatura del fluido para calcular la propiedad requerida. Un perfil de temperatura lineal es asumido para cálculos de flujo en superficie. La pérdida de calor de un fluido en una tubería está en función de la tasa de flujo másico, aunque cambia con una variación en la tasa de producción.

2.6 TEMPERATURA DE FLUJO EN TUBERÍAS

Para el cálculo de la temperatura de flujo en una tubería se asume que la temperatura de los alrededores es constante. Una ecuación para temperatura como función de la longitud fue propuesta por Ramey¹⁶.

¹⁶ RAMEY, H.J.: "Wellbore Heat Transmisión" JPT. April, 1962.

$$T_L = T_S + (T_1 - T_S) \text{EXP}(-L/A)$$

Ecuación 73

Donde,

T_L = temperatura a distancia L, (°F)

T_S = temperatura de los alrededores, (°F)

T_1 = temperatura a la entrada del fluido, (L = 0), (°F)

L = distancia desde la entrada del fluido, (ft).

A = Relación de distancia, (ft).

$$A = \frac{\omega * C_p}{\pi * dU} = C\omega$$

Ecuación 74

o

$$C = A/\omega$$

Ecuación 75

Donde,

C = constante, (ft/lbm/s)

ω = tasa de flujo másico total, lbm/s

C_p = calor específico del fluido fluyendo, (BTU/lbm°F)

d = diámetro de tubería, (ft)

U = coeficiente de transferencia de calor global, (BTU/h*ft²*°F)

Rara vez son disponibles los datos necesarios para calcular el coeficiente de transferencia global U. Un estimativo de temperatura de flujo en tuberías puede ser usado si esta disponible al menos una medida de temperatura de entrada y salida junto con una medida de tasa de flujo másico.

2.7 PATRONES DE FLUJO BIFÁSICO EN TUBERÍA HORIZONTAL

La predicción de estos patrones para flujo horizontal es más difícil que para flujo vertical. Para flujo horizontal, las fases tienden a separarse debido a la

diferencia de densidades causando una forma de flujo estratificado. Govier¹⁷ ha presentado una serie descrita de patrones de flujo para flujo horizontal aire-agua. Cuando el flujo ocurre en una tubería inclinada a un ángulo diferente a la vertical u horizontal el patrón de flujo toma otra forma. Para flujo inclinado hacia arriba. El patrón es casi siempre tapón o niebla. El efecto de la gravedad en los líquidos impide la estratificación. Para flujo inclinado hacia abajo el patrón usualmente estratificado, niebla o anular.

2.8 PREDICCIÓN DEL PATRÓN DE FLUJO HORIZONTAL

Al menos ocho patrones de flujo horizontal en dos fases pueden existir, y diferentes nombres han sido aplicados para describirlos. Sin embargo la mas ampliamente aceptada en el medio es la descrita por Beggs & Brill¹⁸.

2.8.1 Método de Eaton.¹⁹ Las correlaciones para el factor de fricción y el nivel de líquido fueron obtenidas a partir de pruebas de facilidad en dos líneas de 1700 pies. Los diámetros utilizados fueron de 2 y 4 pulgadas y tres líquidos fueron usados en cada línea. Las variables estudiadas y sus rangos fueron:

- Tasa de gas, 0 – 10 MMscfd
- Tasa de líquido, 50 – 5500 STB/día
- Viscosidad del líquido, 1 – 13.5 cp
- Presión del sistema, 70 – 950 psig. Estas correlaciones determinan el factor de fricción y el nivel de líquido mediante dos graficas. Los resultados

¹⁷ GOVIER, G.W., and AZIS, K.: "The Flow of Complex Mixtures in Pipes". Van Norstrand Reinhold Co. New York. 1972.

¹⁸ BEGGS, H.D., and BRILL, J.P.: "A study of two Phase Flow in inclined pipes." JPT. USA. 1973.

¹⁹ EATON, B.A.: "The prediction of Flow Pattern, Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring During continuous Two-phase Flow in Horizontal Pipes," Trans. AIME, 1967

obtenidos para nivel de líquido se consideran una de los mejores para flujo horizontal. Sin embargo el factor de fricción no cambia con respecto al flujo monofásico.

2.8.2 Método de Dukler²⁰. Este método utilizó tanto datos de laboratorio como datos de campo. Dukler empleó un análisis combinado de dimensión y semejanza para llegar a una expresión que calculara las pérdidas de presión por fricción.

Este método ha sido usado ampliamente en la industria ofreciendo buenos resultados para diámetros de tubería grandes y pequeños.

2.8.3 Método de Beggs & Brill²¹. Este método fue desarrollado a partir de datos experimentales obtenidos de un modelo a escala de facilidades. El modelo consistía en un arreglo de tubería de 1 – 1.5 pulgadas y 900 pies de longitud, el cual podía estar inclinada a cualquier ángulo. Los parámetros estudiados y sus rangos fueron:

- Tasa de gas, 0 – 300 Mscf/d
- Tasa de líquido, 0 – 30 gal/min
- Presión del sistema, 35 – 95 psia
- Diámetro de la tubería, 1 - 1.5 pulgadas
- Nivel de líquido, 0 – 0.870
- Gradiente de presión, 0 – 0.8 psi/pie
- Angulo de inclinación, -90 a 90 grados
- Patrón de flujo horizontal

²⁰ DUKLER, A.E., et al.: "Gas liquid flow in pipelines, I research results." AGA-API project NX28. USA. May 1969.

²¹ BRILL, J.P. and BEGGS, H.D.: "Two phase flow in pipes" The University of Oklahoma. USA. 1978.

Los fluidos utilizados fueron agua y aire. Este método es aplicable a flujo en tubería para cualquier ángulo y ofrece buenos resultados para cálculos en tuberías de recolección.

2.8.4 Método de Flanigan para Terreno Montañoso²². En los estudios realizados por Flanigan para flujo multifásico en tuberías revelaron que una caída de presión extra es debida a la acumulación de líquido en las secciones bajas de la tubería causando un incremento de la caída de presión hidrostática y de fricción.

El incremento debido a la fricción por la presencia de líquido fue cuantificado por una reducción en el factor de eficiencia usada en la ecuación de Panhandle, este factor de eficiencia fue relacionado con la velocidad superficial del gas y RGL.

Para los cálculos de la caída de presión hidrostática se relacionaron las diferentes alturas presentes en la tubería mediante una sumatoria y el nivel de líquido se expresó en función de la velocidad superficial del gas.

2.8.5 Método de Mukherjee²³. La correlación de Mukherjee es recomendada para terrenos montañosos, está basada en los patrones de flujo in-situ, el modelo disponible calcula los patrones para todas las configuraciones de flujo y usa esta información para determinar la caída de presión. Los patrones de flujo presentados por Mukherjee son:

- Burbuja

²²FLANIGAN, O.: "Effect of uphill flow on pressure drop in design of two phase gathering systems" OGJ. USA. Mar 10, 1958.

²³ MUKHERJEE, H.: "An experimental study of inclined two phase flow." Thesis, University of Tulsa. USA. 1979.

- Tapón
- Anular
- Estratificado

2.8.6 Modelo Híbrido²⁴. Un modelo de flujo en tuberías el cual combina varias de las correlaciones previamente publicadas fue descrito por Gregory. Los puntos de los datos experimentales fueron divididos entre los patrones de flujo descritos por Mandhane y la correlación mas exacta fue seleccionada para cada patrón de flujo. Los mejores métodos para cada patrón de flujo están enunciados en la siguiente tabla.

Tabla 4: Clasificación de los diferentes métodos de predicción de acuerdo al patrón de flujo²⁵

| PATRÓN DE FLUJO | CORRELACIÓN HOLDUP | MÉTODO DE PERDIDA POR FRICCIÓN |
|------------------------|---------------------------|---------------------------------------|
| Burbuja | Hughmark | Chenoweth |
| Estratificado | Agrawal | Agrawal |
| Ondulado | Chawla | Dukler |
| Tapón Líquido | Hughmark | Dukler |
| Anular | Lockhart | Chenoweth |
| Disperso | Beggs & Brill | Lockhart (modificada) |

²⁴ BEGGS, H.D.. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991. Pg.: 114

²⁵ Ibid Pg.: 114

3. ANÁLISIS NODAL DINÁMICO

El Análisis Nodal ha sido aplicado por muchos años para analizar el comportamiento en sistemas de diferentes componentes que interactúan entre sí; y su uso se ha difundido en diferentes ramas como en circuitos eléctricos, hidráulica, ingeniería civil, entre otros. En los sistemas de producción de petróleo el uso del Análisis Nodal fue propuesto inicialmente por Gilbert²⁶ en 1959, discutido por Nind²⁷ en 1964, posteriormente por Brown²⁸ en 1978; convirtiéndose en una herramienta muy importante con el transcurso del tiempo y en la actualidad, su aplicación es muy significativa en la creación de “software”, como en el caso de HYSYS (PIPESYS)²⁹, PIPEPHASE³⁰, FLOSYSTEM³¹, entre otros.

3.1 GENERALIDADES

El procedimiento³² consiste en seleccionar un punto de división en el sistema de tubería, al que se le denominará nodo. Todos los componentes aguas arriba del nodo corresponden a la sección *in flow*, mientras todo el conjunto de componentes aguas abajo, pertenecen a la sección *out flow*. En este punto, una relación entre la caída de presión y la tasa de flujo puede ser

²⁶ GILBERT, W.E.. “Flowing and Gas –Lift Well Performance.” API Drill. Prod. Practice, 1954.

²⁷ NIND, T.E.W.: Principles of Oil Well Production Mc Graw-Hill, 1964.

²⁸ BROWN, K.E., & BEGGS, H.D.: The Technology of Artificial Lift Methods, Vol.1. Penn Well Publ. Tulsa, Oklahoma, USA. 1978.

²⁹ Más información disponible en la Internet en: www.hypsedin.coluk

³⁰ Más información disponible en la Internet en: www.simsci.com

³¹ Más información disponible en la Internet en: www.epsedin.co.uk

³² BEGGS, H. D.: Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991. Pg.: 133

hallada y el comportamiento dentro del nodo es determinado bajo dos principios:

- El volumen del flujo dentro del nodo es igual fuera del mismo.
- Únicamente puede existir una presión en el nodo.

Cuando el nodo se ha seleccionado, la presión en el nodo es calculada a partir de las dos direcciones, *in flow* y *out flow*, comenzando en las presiones fijas en los límites del sistema. Estas presiones fijas corresponden a las presiones de contorno, y generalmente son presión del separador, p_{sp} , presión del reservorio, p_r , ó presiones en cabeza de pozo, P_{wh} . (Cuando el sistema es definido únicamente como la red de tubería de recolección.) De este modo se define *in flow* para el nodo:

$$p_{nodo} = \bar{p}_R - \Delta P_{aguas_arriba}$$

Ecuación 76

Y el *Out flow* para el nodo:

$$p_{nodo} = \bar{p}_{sp} - \Delta P_{aguas_abajo}$$

Ecuación 77

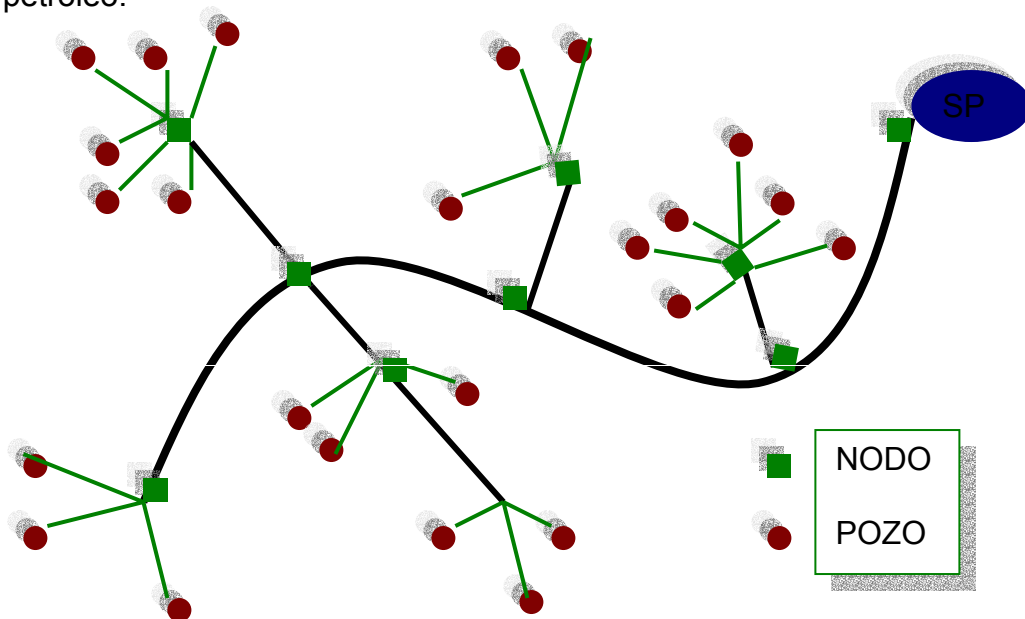
Donde Δp se define como la caída de presión y su valor es determinado mediante correlaciones (como se vio en el capítulo 2), además, varía con las tasas de flujo. Los resultados obtenidos para el análisis *out flow* y para el *in flow* son diferentes, sin embargo tienen un punto de intersección donde se satisfacen los requerimientos tanto aguas arriba como aguas abajo del nodo, y son estas las características de los componentes que darán la máxima tasa de producción para la caída de presión más baja y un mínimo costo. Cambios por diseño, análisis de sensibilidad, proyecciones a futuro entre otras, son condiciones que

pueden ser estudiadas cambiando algunas de las condiciones, ya sea out o in flow según corresponda; mostrando así, una nueva solución al sistema.

3.2 ANÁLISIS TOTAL DEL SISTEMA

El Sistema de Recolección se define como la red de líneas de superficie desde la cabeza de un grupo de pozos productores, que luego convergen en un punto denominado colector, para posteriormente ser transportados y pueden ó no, de acuerdo a la estructura del campo, converger con la descarga de otro colector formando otro nodo de recolección, donde todas estas líneas convergen al final en una sola hasta llegar al separador. En este orden de ideas puede definirse como nodo todo punto en la red de recolección donde dos o más líneas convergen y se hace necesario hacer el análisis de flujo para este punto.

Figura 10: Diagrama de distribución de líneas de recolección para un campo de petróleo.



Fuente: los autores

3.2.1 Efecto del tamaño de la línea. Cuando un pozo está produciendo dentro de una línea de descarga, la presión en la cabeza de pozo es igual a la suma de la presión del separador y a la caída de presión que ocurre en la misma tubería, asumiendo que no hay válvula “*Choke*”. Una causa común de la baja capacidad de producción en muchos pozos, especialmente para pozos con largas líneas de descarga, está en la excesiva caída de presión que ocurre en la tubería.

Muchos operadores tienen la tendencia de usar un dimensionamiento de tubería ya establecido o, en algunos casos, unen dos o más pozos en una pequeña línea. Esto puede ser muy nocivo, especialmente para pozos con levantamiento de gas, debido a que las caídas de presión en las líneas incrementan cuando las tasas de gas aumentan.³³

Estos efectos pueden analizarse, teniendo en cuenta como un diámetro pequeño y gran longitud para la línea de descarga de ocasiona una resistencia de flujo muy significativa, conllevando a una caída de presión considerable, en tanto un diámetro mayor y una longitud más corta ocasionaría una caída de presión menor. Sin embargo, esta forma de evaluar la caída de presión no puede ser discriminante en el momento del diseño, o en un análisis de sensibilidad o en el mismo caso de una simulación. Solamente, un análisis del sistema completo, evaluando la interacción de todos los componentes del mismo, servirá para evaluar los efectos que repercuten de verdad. Esto es posible con el Análisis nodal, y podrá comprobarse en el Capítulo 4.

³³ Ibid. Pág.: 137

3.2.2 Análisis para sistemas multi-pozos³⁴. Los conceptos utilizados por el Análisis Nodal para el estudio de comportamiento de flujo de un tramo de tubería en particular, pueden utilizarse para sistemas multi-pozos, especialmente en la determinación de cambios en las condiciones de contorno provocados en un campo petrolero por:

- Realización de trabajos en un grupo de pozos.
- Implementación de levantamiento artificial de algún pozo.
- Adición de nuevos pozos al sistema.
- Cierre de algún pozo.
- Cambios con el tiempo en las condiciones de producción.
- Efecto en el dimensionamiento de las líneas de superficie.
- Instalación de bombas o compresores.
- Efecto de la presión en el punto final del sistema. (Generalmente la presión del separador.)

La localización del nodo para el análisis final puede seleccionarse en un punto en el cual no lo alimenten más de una línea de flujo (aguas abajo). Para el sistema mostrado en la figura 11, esto podría estar entre los puntos C y D; donde las corrientes de flujo A y B convergen en una sola línea. El análisis puede iniciar en los puntos donde la presión es independiente de las tasas de flujo, esto es en puntos como en la cara del pozo con la presión del reservorio, p_r , en un punto al final del sistema con la presión final, p_{out} , o en la presión del separador, p_{sp} ; en otras palabras, partiendo de las condiciones de frontera del sistema. Para analizar un procedimiento hipotético, en el caso mostrado en la [¡Error! Vínculo no válido.](#), estará dado en el punto D o puntos intermedios entre C y D. Otro nodo estará en C, y nodos

³⁴ Opcit Pg.: 15

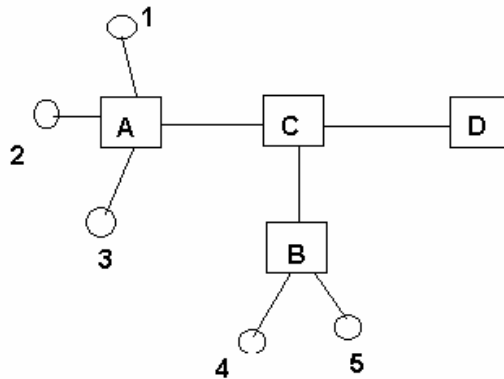
intermedios se considerarán en los puntos A y B. El Inflow para el punto A será calculado a partir de:

$$P_A = \overline{P_R} - \Delta P_{res} - \Delta P_{tubing} - \Delta P_{flowline}$$

Ecuación 78

Esta expresión podrá ser evaluada para cada pozo que alimente el nodo en el punto A. En el caso de analizar únicamente las líneas de recolección, sólo se tendrán en cuenta las caídas de presión en las líneas de flujo, Δp_{fi} , y como condición límite de presión, en cabeza de pozo, p_{wh} .

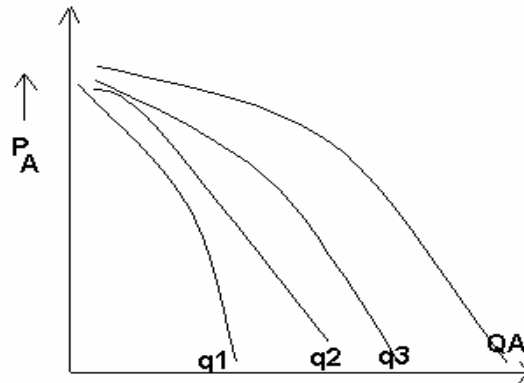
Figura 11. Esquema de un Sistema Multipozos.



Fuente: Autores.

Esto puede ser representado gráficamente como se muestra en la siguiente figura. La tasa de flujo resultante en este punto, Q_A , estará dada por la sumatoria de las tasas de flujo que entren al nodo, esto es: $Q_A = \sum q_i$

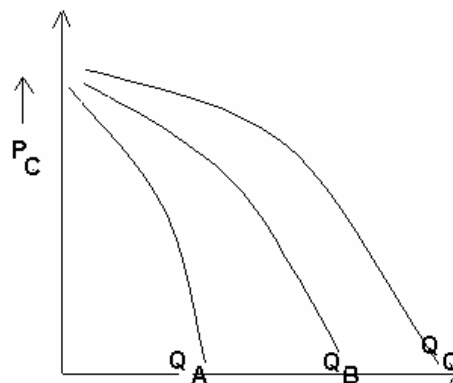
Figura 12: Solución gráfica para un análisis Inflow (En el punto A.)



Fuente: BEGGS, H.D.. Production Optimization Using Nodal Analysis.
OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

Un procedimiento similar se realiza para el análisis en el punto B. El análisis en el punto C, se realiza de forma análoga al análisis en A y B. Esto se muestra en la Figura 13.

Figura 13. Solución gráfica para un análisis Inflow (En el punto C.)



$$Q_C = Q_A + Q_B$$

Fuente: BEGGS, H.D.. Production Optimization Using Nodal Analysis.
OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

Las relaciones de gas líquido, GLR, y fracciones de agua, f_w , usadas en la entrada de los cálculos de caída de presión en los sistemas de tubería para estos puntos deben ser correspondientes con los valores de los pozos individuales sin embargo, hay que tener en cuenta que las corrientes se mezclan y por lo tanto, deben considerasen de manera diferente. Beggs³⁵ propone, en este caso, el valor correcto de GLR y f_w para cada mezcla de corrientes, calculado mediante:

$$GLR_{AC} = \frac{\sum q_i * GLR_i}{Q_A}, y$$

Ecuación 79

$$f_{wAC} = \frac{\sum q_i * f_{wi}}{Q_A}$$

Ecuación 80

Donde:

GLR_{AC} = GLR en el tramo de tubería del punto A al punto C, resultante de la mezcla de las corrientes aguas abajo en A.

q_i = las tasas de flujo aguas debajo del punto A.

GLR_i = GLR de las corrientes aguas abajo en A.

f_{wAC} = la Fracción de agua en el tramo de tubería del punto A al punto C, resultante de la mezcla de las corrientes aguas abajo en A.

f_{wi} = La fracción de agua de las corrientes aguas abajo en A.

El análisis de presiones en este tipo de sistemas, como se mencionó anteriormente, parte de las condiciones de frontera donde la presión es conocida e independiente de las tasas de flujo. Para el último punto del sistema donde el flujo converge en una sola corriente producto de la mezcla de flujo que alimentan la red de tuberías y para las condiciones de entrada

³⁵ Opci Pg. 153.

en cara de pozo, con la presión del reservorio, p_r , o en caso de diseño de las líneas de recolección donde la presión de cabeza de pozo, p_{wh} , es un dato conocido. En el ejemplo hipotético que se está analizando, en el punto C, donde convergen los flujos provenientes de los nodos A y B, la expresión del inflow estará dada por:

$$p_C = p_A - \Delta p_{AC}, \text{ y,}$$

$$p_C = p_B - \Delta p_{BC}$$

El comportamiento del inflow se muestra en la

Figura 13. Para el cálculo de las caídas de presión entre los puntos AC y BC, Δp_{AC} y Δp_{BC} , se toman los valores de GLR y f_w determinados en Ecuación 79 y Ecuación 80.

La expresión para el Outflow en el punto C esta dado por:

$$p_C = p_D - \Delta p_{CD}$$

Para la determinación de la caída de presión entre los puntos C y D, se calcula la caída de presión, Δp_{CD} , en virtud del caudal total $Q_D = Q_C = Q_A + Q_B$ y las GLR y f_w , determinados en Ecuación 79 y Ecuación 80. Los cambios en el comportamiento Outflow estarán dados por cambios en p_D o cambios en el dimensionamiento de la tubería entre los puntos C y D.

3.3 ANÁLISIS NODAL DINÁMICO PARA SISTEMAS DE RECOLECCIÓN, ANDSR

El Análisis Nodal Dinámico de un sistema cualquiera es una técnica del mismo análisis nodal para acoplar los diferentes modelos ajustados al comportamiento de las partes que conforman el sistema analizado y así,

obtener un modelamiento global del sistema; de esta manera, se crean tareas especializadas en solucionar problemas específicos, sin la necesidad de desarrollar un macro programa para solucionar un conjunto de tareas. Esto a su vez, tiene repercusiones benéficas al momento de ejecutar un análisis completo, ya que se reduce la complejidad y el tiempo de hallar una solución³⁶.

En nuestro caso, el ANDSR se define como una Técnica de Análisis Nodal para todas las líneas de descarga provenientes de los diferentes pozos que conforman un sistema de producción de un campo de petróleo a través del tiempo, actuando entre sí, e incluyendo variaciones en la producción y el ingreso o egreso de pozos productores. Esto implica, balances de masa, determinación de propiedades del fluido, dimensionamiento de las líneas, la solución simultánea del comportamiento de flujo, caídas de presión en las líneas de recolección, y las correlaciones para obtener las presiones y sus respectivas tasas de producción a diferentes condiciones de operación y a otros periodos de tiempo analizados.

Por ende, incluye el impacto de las variaciones en la producción de un pozo sobre el resto del sistema y viceversa. Es así como, el ANDSR converge en presiones y tasas de producción que satisfacen los modelos del pozo y del separador (como condiciones de contorno), e internamente el comportamiento de flujo y las correlaciones hidráulicas en las tuberías.

De esta manera para el ANDSR, el Sistema de Recolección se define como la red de líneas de superficie desde la cabeza de un grupo de pozos productores, que luego convergen en un punto (colector), para posteriormente ser transportados hasta el separador. Por otra parte, los

³⁶ STOISITS, Rich .F.: "Dynamic Production System Nodal Analysis" SPE 24791. Washington. Usa. 1992.

colectores pueden definirse como los nodos donde dos o más líneas convergen, esto implica la realización de un balance de materia. Este balance de materia involucra una solución simultánea para todo el sistema, y provee los valores de las tasas de flujo de todas las líneas del sistema.

3.3.1 Condiciones del simulador de pozo para usarlo en el ANDSR.

- Utiliza las proyecciones de las tasas de producción de agua, aceite y gas provenientes del modelo del yacimiento usado.
- Los Cambios en la vida del yacimiento a través del tiempo los interpreta como cambios en el IPR, dichos cambios son utilizados por el análisis nodal. Por lo tanto, hace uso de la ecuación de Vogel para determinar dichos cambios.
- Se define la Producción de líquido normalizada como q_{LN} . El IPR es modificado para representar los cambios en el yacimiento y por lo tanto se define³⁷:

$$q_{LN} = \frac{q_L|_{QDado}}{q_L|_{QIPR_fue_calculado}}$$

Ecuación 81

Donde Q es la producción de petróleo acumulada.

- Para una producción acumulada de petróleo, Q, se define como el IPR efectivo, IPR_{eff} , al producto entre el IPR al inicio del análisis, multiplicado por el q_{LN} . Esto es,

$$IPR_{eff} = IPR_{Inicial} * q_{LN}$$

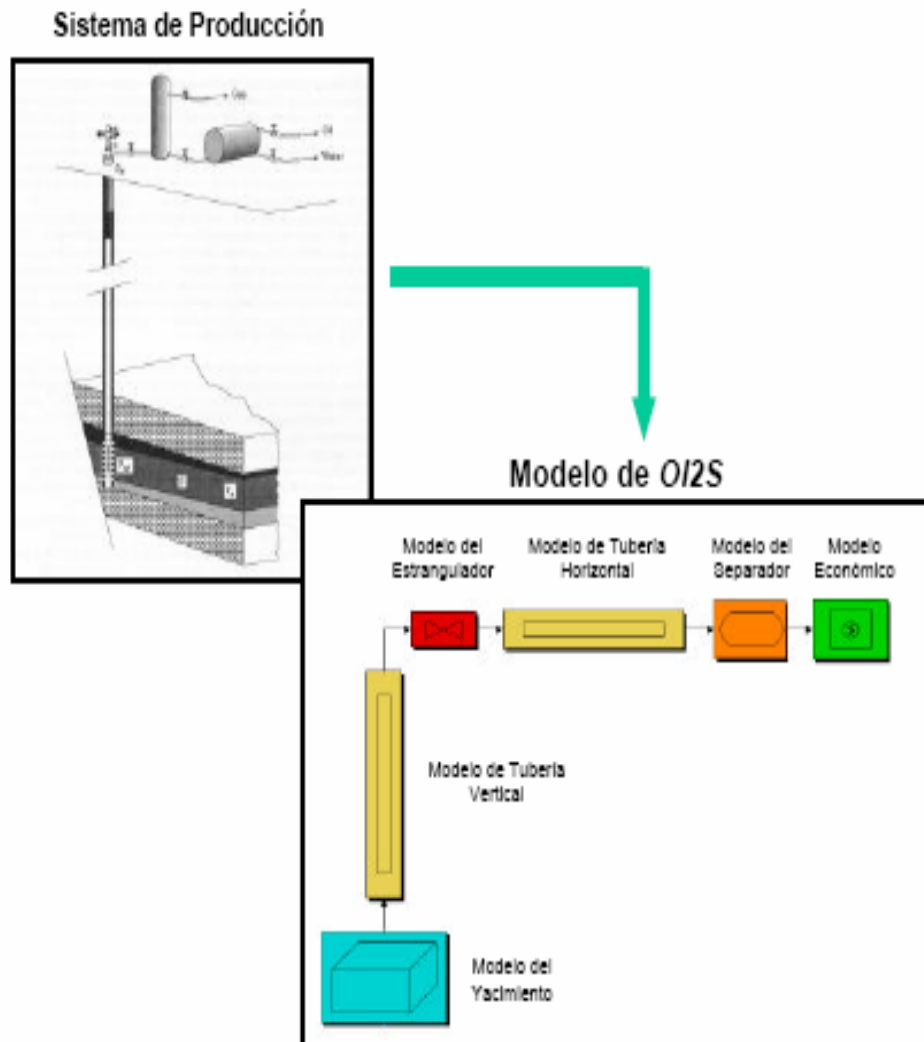
³⁷ Ibid Pg.: 2.

Ecuación 82

- Usa la producción acumulada, Q , como función de RGL , Sw , qLN .

Estas definiciones se hacen necesarias cuando se ha incluido la variable tiempo, permitiendo así obtener mejores proyecciones. De esta manera se puede concluir al hablar de Análisis Nodal Dinámico no antes sin tener en cuenta un último detalle, la necesidad de acoplar los diferentes sistemas de simulación existentes para todas las partes que conforman, en este caso, el sistema de producción: subsuelo y superficie. Esto es yacimiento (área de drenaje), tubería vertical, válvula *choke*, líneas de recolección, facilidades y un modelo económico. Esto puede ilustrarse en la Figura 14.

Figura 14: Representación del Sistema de Producción por medio de los modelos de simulación integrados.



Fuente: BERMÚDEZ, J.M. Estudio de la influencia de las variables que afectan a un sistema integrado subsuelo superficie para la producción de petróleo. Tesis de grado. Universidad de Zulia. Maracaibo, R.B. Venezuela.

4. ASPECTOS DEL DESARROLLO DEL SOFTWARE

4.1 INTRODUCCIÓN

Luego de haber analizado los procedimientos y estudiado las diferentes ecuaciones y correlaciones que involucran el desarrollo del Análisis Nodal y el diseño para un sistema de líneas de recolección, se describirán algunos procedimientos y metodologías que se llevaron a cabo para la realización del software **FlowLine**

4.2 GENERALIDADES

FlowLineUIS 1.0 es un programa de simulación que predice en estado estable las presiones y temperaturas en sistemas de recolección y accesorios de tubería. Permite establecer los respectivos diámetros en los diferentes tramos confortantes de la red de recolección, calculando las caídas de presión necesarias para cumplir las condiciones de contorno del sistema. Estos cálculos pueden generarse a diferentes condiciones operacionales, presentando el comportamiento del diámetro versus las caídas de presión. Por otra parte, los tipos de fluidos manejados por el FlowLineUIS 1.0 son fluidos multifásicos no composicionales. El modelo de este tipo de fluido es "Black Oil".

4.2.1 Propiedades de los Fluidos que Maneja FlowLine. El tipo de fluido escogido controla la forma cómo el programa es capaz de obtener las propiedades físicas necesarias para obtener los cálculos de caídas de presión, ya sea por medio de correlaciones empíricas o mediante datos

suministrados por el usuario. El modelo “Black Oil” es un modelo bifásico en el cuales predomina la fase líquida.

Los fluidos entran al sistema de tuberías por los nodos cabeza de pozo y salen de él por el nodo colector del separador (manifold). Los fluidos que entran al sistema pueden tener diferentes propiedades (asignadas en cada pozo), o pueden ser del mismo tipo (asignadas al campo en general). En general se deben asignar las tasas de flujo, las presiones en cabeza de pozo, las temperaturas, el BSW, entre otros (Véase manual del Usuario Anexo D).

4.2.2 Estructura de los sistemas de tubería. Antes de dar inicio a la entrada de los datos del problema al “FlowLine”, es necesario convertir la estructura del sistema en una representación esquemática simple con los nodos en cabeza de pozo, manifold, uniones de tubería y los colectores de tuberías, donde FlowLine asigna el nombre a cada componente por defecto.

4.2.3 Cálculos realizados por el FlowLine. El FlowLine soluciona la ecuación que define la caída de presión y permite establecer los diámetros requeridos a las condiciones operacionales dadas, calculando las presiones, temperaturas y demás propiedades necesarias en los puntos donde estas son desconocidas.

4.2.4 Unidades de medida. FlowLine maneja dos sistemas de medida. El alimento de datos es dado en unidades de campo (o Sistema Petrolero). En tanto los cálculos son realizados enteramente en el Sistema Inglés. Los resultados obtenidos durante los cálculos son reportados en el Sistema Inglés en las tablas de propiedades de cada componente del sistema de tubería; sin embargo, su contenido puede ser modificado por el usuario de tal modo que, genere la información necesaria para el análisis de ingeniería

requerido, esto es posible “exportando” el contenido de estas tablas hacia Excel.

4.3 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN DE PATRÓN DE FLUJO Y CAÍDA DE PRESIÓN

Existen diferentes métodos para predecir el comportamiento de flujo en tuberías para flujo multifásico. (Predicción del Régimen de Flujo, pérdidas de fricción, “*Liquid hold up*” y correcciones por efectos de inclinación.)

Estos fueron tratados someramente en la sección 2.8. Sin embargo, uno de los más aceptados en la industria y una de las correlaciones más usadas en los simuladores de flujo en tubería, es el método propuesto por Beggs & Brill³⁸.

Otra selección fue realizada teniendo en cuenta el método propuesto por la Correlación Mukherjee & Brill, ya que ofrece muy buenos resultados en tuberías con grandes ángulos de inclinación.

4.4 AMBIENTE DE PROGRAMACIÓN SELECCIONADO

Fue escogido como ambiente de programación Microsoft Visual Basic 6.0, por su fácil manejo y por ser una técnica de Programación Orientada por Objetos, ya que esta es una alternativa que permite superar los problemas asociados con la programación de macro programas para solucionar problemas muy complejos y extensos³⁹.

³⁸ BRILL, J.P. and BEGGS, H.D.: “Two phase flow in pipes” The Univesity of Oklahoma. USA. 1978.

³⁹ MANZONI, A., SILVA, A.S; & DECKER, I.C. “Power Systems Dynamics Simulation Using Object-Oriented Programming”. Federal University Of Santa Catalina. Brazil. 2001.

4.5 DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN

Antes de proceder a suministrar la información de producción y condiciones operacionales en los diferentes nodos de frontera (pozos y colector del separador), el usuario define y crea el sistema de recolección mediante el editor gráfico ubicando pozos, colectores y nodos.

4.6 ALGORITMO SOLUCIÓN

Luego de esquematizar la Red de Recolección con la ubicación, definir cada nodo y unirlos por tramos de tubería, el algoritmo solución usado para el desarrollo de la Herramienta de Análisis aquí presentada puede mostrarse en los siguientes pasos:

1. Las presiones en cabeza de pozo, P_{wh} , y las tasas de producción, q , a condiciones estándar, para cada uno de los pozos son suministrados por el usuario. Estas condiciones son consideradas como las óptimas para la capacidad del sistema donde se ofrecen las mínimas caídas de presión de flujo hasta cabeza de pozo⁴⁰.

2. Se procede hacer el Balance de materia para todo nodo en el sistema de colectores. Dicho procedimiento fue expuesto en la sección 3.2.2 y la determinación de las relaciones gas líquido y fracciones de agua en los diferentes nodos (como valores supuestos para entrar a realizar los respectivos cálculos), definidas mediante la [Error! Vínculo no válido.](#) y la [Error! Vínculo no válido.](#) Sin embargo, el Análisis Nodal para las Líneas de Recolección, para este caso, parte del concepto de un caudal óptimo a una

⁴⁰ BEGGS, H.D.. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991. Pag 5.

presión óptima establecida por el simulador de pozo y yacimiento en todas las cabezas de pozos. Por lo tanto, no presenta sino el balance de materia para estas tasas totales en cada cabeza de pozo hasta el nodo separador.

3. Las temperaturas en cada nodo son definidas mediante el concepto expuesto en la sección 2.5 y 2.6, y halladas matemáticamente por medio de la expresión dada en la [Error! Vínculo no válido.](#)

4. Se hace el cálculo de las caídas de presión a través del sistema de colectores por medio de las correlaciones de flujo horizontal, partiendo de las condiciones de separador hasta las de cabeza de pozo. Los métodos matemáticos utilizados son expuestos en la sección 4.2 y su procedimiento es definido en los Anexos 1 y 2. El cálculo de las propiedades del fluido son ilustrados en el Anexo C.

5. En este punto la interacción del usuario y el simulador ha creado un sistema de recolección con la información necesaria en cada nodo para proceder a realizar los respectivos análisis. Estos análisis parten de los diámetros definidos por el usuario (o rango de diámetros), y las condiciones operacionales ya definidas hasta este punto. Estos tipos de Análisis son mostrados más adelante y en el Anexo D.

6. Reporte de iteración. Por cada simulación efectuada para determinadas condiciones operacionales, FlowLine está preparado para calcular y suministrar la información necesaria para realizar los respectivos análisis de ingeniería. Esta información es presentada en tablas y gráficas que el usuario puede modificar y exportar a otros programas. (Como Excel, Word, entre otros.)

7. Entonces el FlowLine prueba si se ha alcanzado el final de la simulación (cuando no se van hacer corridas para otras condiciones ya sean variaciones de diseño o cambios en las condiciones de producción dados por el tiempo o proyecciones incrementales.) Si es así, se procede al siguiente numeral sino, realiza otro análisis cuando el usuario cambia las condiciones de entrada. (Numeral 1-6.) En este punto, el simulador al ser cargado nuevamente prueba si alguno de los pozos ha bajado o cesado su producción, además si se han anexado nuevos pozos. (Control de producción). También es posible modificar la estructura de la red y definir un nuevo sistema.

9. Reporte final. FlowLine está listo para entregar reportes y el usuario elige cuales imprimirá. Toda simulación es cargada en un archivo y guardada automáticamente. El impacto de algún proyecto de producción puede analizarse mediante dos corridas con el FlowLine. Una primera corrida sin tener en cuenta el efecto del proyecto y otra con los efectos estimados. Las dos curvas obtenidas son superpuestas para ser analizadas.

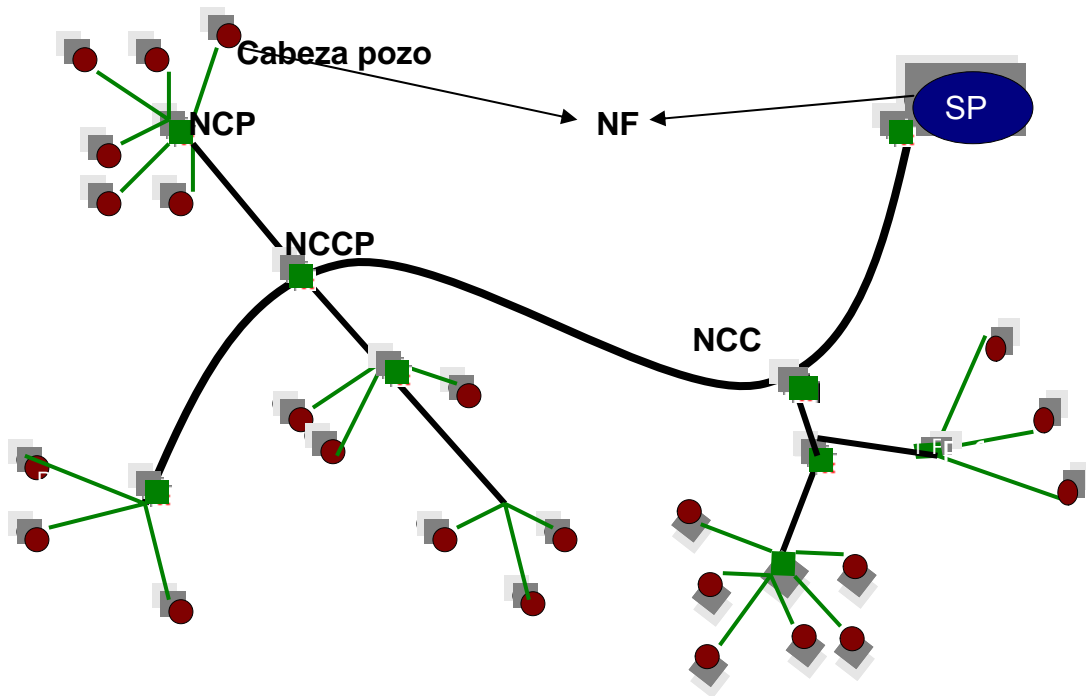
4.6.1 Clases de Nodos. En el desarrollo de este proyecto fueron definidas las siguientes clases de nodos:

a. Nodos de frontera, NF.

Son aquellos puntos que definen el contorno del sistema, dónde inician y terminan las líneas. Para un Sistema de Recolección estos son los diferentes pozos que conforman el campo (condiciones de cabeza de pozo) y el colector del Separador o “*manifold*”. En estos puntos las condiciones de operación, Presión y Temperatura, son especificadas como datos de entrada al software. Para el caso de los nodos en la cabeza de pozo, la alimentación de datos es un poco más extensiva, puesto que involucra el suministro de

datos de producción tales como tasas de flujo, GLR, GOR, fw, GE, entre otros (Véase Manual del Usuario, Anexo D). En este tipo de nodos no se realiza Análisis Nodal, puesto definen simplemente las condiciones de contorno.

Figura 15: Clases de nodos para un sistema de recolección.



Fuente: Autores.

b. Nodo Colector de Pozos, NCP.

Estos nodos se definen como los colectores donde convergen un conjunto de pozos. En estos puntos se realiza Análisis Nodal partiendo de condiciones de frontera, esto es:

- In flow:

$$P_{NCP} = P_{WH} - \Delta P_{WH - NCP}$$

Ecuación 83

- Out flow:

$$P_{NCP} = P_{NCCP} + \Delta P_{NCP-NCCP}$$

Ecuación 84

Donde,

P_{NCP} = Presión en el nodo colector analizado, (psi).

P_{WH} = Presión en cabeza de pozo, (psi).

P_{NCCP} = Presión en nodo colector de colectores, (psi).

ΔP_{WH-NCP} = Caída presión desde cabeza de pozos hasta el NCP, (psi).

$\Delta P_{NCP-NCCP}$ = Caída presión desde cabeza de NCP hasta NCCP (psi).

El análisis “*in flow*” se realiza para todo pozo que alimente el colector. Este análisis parte de los conceptos de tasa y presión óptimas, condiciones definidas mediante el Análisis Nodal hecho en el pozo, definidos a partir de Presión de fondo fluyendo, Presión del reservorio y el Índice de productividad (Alimento del simulador de pozo y yacimiento.). Estas tasas y presiones son suministradas en cabeza de pozo por el usuario. De esta manera, el Análisis nodal dinámico para sistemas de recolección definirá las caídas de presión mínimas para una presión de separador establecida a los respectivos diámetros de tubería.

El Análisis Nodal Dinámico de Sistemas de Recolección consiste en la determinación del **diámetro óptimo**, concepto que se refiere a la selección del diámetro para un tramo de tuberías, donde su valor determina la caída de presión a las demás condiciones operacionales y debe garantizar la mínima caída de presión posible. Un criterio para tomarlo como diámetro de inicio para el análisis depende de la fase predominante en el flujo. Cuando el flujo de gas es muy alto, el diámetro mínimo se determina de acuerdo al concepto de Flujo Erosional. (Como se vio en la sección 1.3.1). Para modelos de fluido

donde la fase predominante es líquida el diámetro mínimo depende del flujo másico; sin embargo, en las representaciones graficas de las caídas de presión para diferentes diámetros, esto se observa por encima de un diámetro en el cual el comportamiento es coherente, ya que para diámetros menores se obtienen resultados ilógicos consecuentes a una sobrepresión del sistema.

c. Nodo Colector de Colectores de Pozos, NCCP.

NCCP se definen como los nodos donde convergen los nodos colectores de pozos, NCP. Las relaciones “in/out flow” están determinadas por:

- In flow:

$$P_{NCCP} = P_{NCP} - \Delta P_{NCP - NCCP}$$

Ecuación 85

- Out flow:

$$P_{NCCP} = P_{NCC} + \Delta P_{NCCP - NCC}$$

Ecuación 86

Donde:

P_{NCCP} = Presión en el nodo NCCP analizado, (psi).

P_{NCP} = Presión en el nodo NCP, (psi).

P_{NCC} = Presión en el nodo NCC, (psi).

$\Delta P_{NCP-NCCP}$ = Caída desde NCP de pozos hasta el NCCP, (psi).

$\Delta P_{NCCP-NCC}$ = Caída presión desde NCCP hasta NCC, (psi).

Si al nodo colector convergen más líneas provenientes de otros NCP, entonces se generarán más ecuaciones para el análisis in flow. Las caídas de presión se calcularán bajo el concepto de diámetro mínimo.

d. Nodo Colector de Colectores, NCC.

Este tipo de colectores puede definirse como aquellos donde convergen las líneas que provienen de nodos colectores de colectores. Su solución estará dada por:

- In flow:

$$P_{NCC} = P_{NCCP} - \Delta P_{NCCP - NCC}$$

Ecuación 87

- Out flow:

$$P_{NCC} = P_{SP} + \Delta P_{NCC-SP}$$

Ecuación 88

Donde,

P_{NCC} = Presión en el nodo NCC analizado, (psi).

P_{NCCP} = Presión en el nodo NCCP límite, (psi).

P_{SP} = Presión en Separador, (psi).

$\Delta P_{NCCP-NCC}$ = Caída presión desde el NCCP hasta el NCC, (psi).

ΔP_{NCC-SP} = Caída presión desde NCC hasta SP (psi).

Si a un nodo NCC converge más de una línea proveniente de un NCCP, entonces el análisis in flow necesita más de una expresión como la expuesta en la [¡Error! Vínculo no válido.](#) Las caídas de presión son determinadas bajo el concepto de Optimización de diámetro. La presión en el separador, P_{SP} , es definida como un dato de diseño ya dado y el software verificará las condiciones de dimensionamiento de la tubería necesarias para cumplir con la capacidad del sistema; sin embargo, cuando esto no se cumple es reportado como una condición errónea. Cuando se busca la presión de separador para el sistema, el software buscará las condiciones necesarias para una presión dada en el separador que satisfaga las condiciones de la capacidad del sistema.

e. Nodos de accesorio o cambios de ángulo, NA.

Esta clase de nodos son definidos para determinar el Análisis en los puntos donde hay un cambio del ángulo de la tubería respecto a la horizontal, y define los efectos up/down hill. Además permite determinar la caída de presión causada por efecto sobre el flujo de accesorios como se vio en la sección 1.7

4.6.2 Tipos de Análisis. FlowLine definida como una herramienta para el análisis de flujo en sistemas de recolección ofrece diferentes métodos de análisis para el diseño o simulación de una red de tuberías de recolección. La forma de usarlas es mostrada en el Anexo D: Manual del usuario. Estas son:

b. Análisis de Punto

Es el tipo de análisis más sencillo, donde el usuario puede conocer la caída de presión en un segmento de tubería seleccionado (un tramo de tubería entre dos nodos). Esto es posible cuando se ha definido la red de recolección, se han generados todos los datos necesarios en los diferentes nodos, y cuando el usuario ha seleccionado un diámetro para un segmento de tubería, entonces es posible determinar la caída de presión para esa condición puntual de operación.

c. Análisis de segmento

Este es un análisis un poco más complejo donde el usuario puede conocer el comportamiento de la caída de presión para un rango de diámetros definidos para un segmento de tubería. El rango de diámetros es definido por el usuario desde un diámetro mínimo hasta un diámetro máximo. Sin embargo,

la curva generada de diámetros contra caídas de presión mostrará que el diámetro mínimo está determinado por los conceptos de velocidad erosional para los flujos donde la fase predominante es gaseosa, ó por la cantidad de flujo másico si la fase predominante es líquida. La determinación de la fase predominante se realiza por la cantidad de gas y líquido respectivamente. El diámetro máximo depende de la cantidad de caudal transportada y del costo de tubería.

d. Análisis de rama

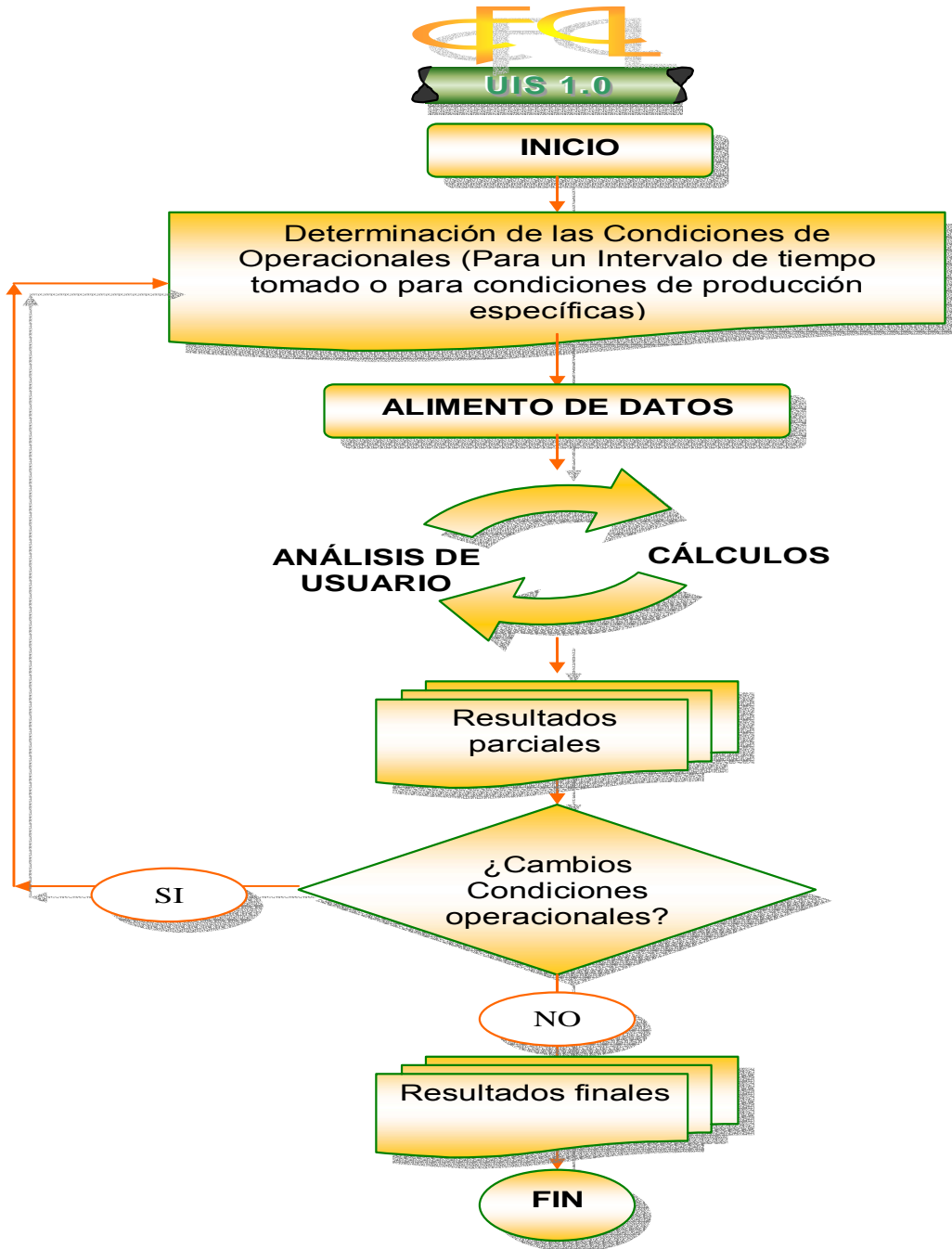
Este análisis involucra el análisis de dos o más segmentos de tuberías entre un nodo cabeza de pozo y un nodo colector, tramo de tubería definido como rama. FlowLineUIS 1.0 muestra el comportamiento de la caída de presión, para diferentes diámetros, por segmento, calculando la caída de presión total en la rama y la grafica contra el rango de diámetros definido.

e. Análisis de nodo

Para un nodo colector cualquiera, con este tipo de análisis FlowLineUIS 1.0 le permite al usuario realizar un estudio del comportamiento “*inflow*” y “*outflow*”. Este análisis se explica en la sección 4.6.1 b. Los resultados son tabulados y graficados. Se genera una curva para el “*outflow*” donde muestra el comportamiento de la caída de presión desde el nodo colector hasta el siguiente nodo (o nodo separador), y la cantidad de curvas “*inflow*” depende del número de pozos que lleguen hasta el nodo colector.

4.6.3 Diagrama de flujo para el Algoritmo Principal.

Figura 16: Diagrama de Flujo Principal de FlowLine UIS 1.0



Fuente: Autores.

4.6.4 Diagramas de flujo para el Algoritmo Analítico.

Figura 17: Diagrama de flujo para el Alimento de Datos a FlowLine



Fuente: Autores.

4.7 VALIDACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS CON OTROS SOFTWARE. EJEMPLO 1.

FlowLine fue evaluado a diferentes condiciones operacionales de BSW, GOR y API. Los resultados para estas evaluaciones fueron comparados con los ofrecidos para los mismos datos de entrada en el simulador HYSYS.

Las corrientes de flujo analizadas son presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 5: Información de las corrientes de flujo para Ejemplo 1 (analizadas con Hysys y comparadas con FlowLine.)

| CORRIENTE | API | COMP | FASE LIQ - GAS | | GOR | BSW |
|-----------|-----|-------|----------------|------|-----|------|
| | | | %LIQ | %GAS | | |
| 1 | 20 | ANG A | BAJO | ALTO | 350 | 9 |
| 2 | 20 | ANG B | BAJO | ALTO | 350 | 4,79 |
| 3 | 20 | ANL A | ALTO | BAJO | 30 | 7,79 |
| 4 | 20 | ANLB | ALTO | BAJO | 30 | 4,84 |
| 5 | 50 | AVG A | BAJO | ALTO | 350 | 9,11 |
| 6 | 50 | AVG B | BAJO | ALTO | 350 | 3,87 |
| 7 | 50 | AVL A | ALTO | BAJO | 30 | 8,82 |
| 8 | 50 | AVL B | ALTO | BAJO | 30 | 5,14 |

Fuente: Autores.

El sistema de tuberías considerado esta conformado por dos tramos: Desde la cabeza de un pozo hasta un nodo de unión de tuberías por cambio de elevación y el segundo tramo, desde el nodo unión hasta el separador. El primer tramo planteado para evaluar condiciones de flujo ascendente y el segundo para condiciones de flujo descendente. Este sistema analizado gráficamente puede mostrarse como:

Figura 18: Esquema del sistema de tuberías para el Ejemplo 1.



Fuente: Autores (FlowLine 1.0)

Las propiedades de la tubería y otras condiciones operacionales son mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 6: Condiciones operacionales para ejemplo 1.

| | | |
|------------------------------------|-------------|--------|
| Q LIQUIDO | 25430 STB/D | |
| TEMPE ENTRADA | 113 | °F |
| TEMPE AMBIENTE | 86 | °F |
| PRESION ENTRADA | 425 | PSI |
| TRAMO 1 TUBERIA (UP HILL) | | |
| LONGITUD | 5280 | FT |
| DIAMETRO | 12 | IN |
| ANGULO | 3,257 | GRADOS |
| RUGOSIDAD | 0,0006 | FT |
| TRAMO 2 TUBERIA (DOWN HILL) | | |
| LONGITUD | 3000 | FT |
| DIAMETRO | 12 | IN |
| ANGULO | -5,74 | GRADOS |
| RUGOSIDAD | 0,0006 | FT |

Fuente: Autores.

FlowLine es un simulador de flujo no composicional, el conjunto de datos de entrada presentados hasta el momento son suficientes. Sin embargo, para la comparación con los resultados obtenidos al simular estas corrientes de flujo con el Simulador HYSYS (composicional), se requieren el alimento de las composiciones del tipo de aceite. Estas son presentadas en las siguientes tablas y corresponden para cada uno de las corrientes dadas en la columna "COMP" de la Tabla **¡Error! Vínculo no válido..** Los sufijos A ó B corresponden a variaciones en otras condiciones operacionales mostradas en la misma tabla. Las composiciones de las corrientes de flujo son mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 7: Composiciones para las corrientes de flujo consideradas en el Ejemplo 1.

| ANG | | ANL | | AVG | | AVL | |
|--------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|
| %molar | | %molar | | %molar | | %molar | |
| CO2 | 0,9 | CO2 | 0,9 | CO2 | 0,96 | CO2 | 0,9 |
| Nitrógeno | 0,2 | Nitrógeno | 0,15 | Nitrógeno | 0,18 | Nitrógeno | 1,15 |
| Metano | 36,84 | Metano | 18,6 | Metano | 32,58 | Metano | 16,5 |
| Etano | 12,6 | Etano | 6,2 | Etano | 10,15 | Etano | 10,6 |
| Propano | 8,8 | Propano | 7,3 | Propano | 8,97 | Propano | 4,5 |
| iso-Butano | 1,86 | iso-Butano | 3,5 | iso-Butano | 14,36 | iso-Butano | 18,6 |
| n-Butano | 2,07 | n-Butano | 2,95 | n-Butano | 17,45 | n-Butano | 20,36 |
| iso_Pentano | 1,44 | iso_Pentano | 3,2 | iso_Pentano | 2,6 | iso_Pentano | 8,8 |
| n-Pentano | 1,35 | n-Pentano | 1,8 | n-Pentano | 1,04 | n-Pentano | 2,32 |
| Hexano | 4,21 | Hexano | 8,9 | Hexano | 1,11 | Hexano | 1,47 |
| Heptano plus | 29,73 | Heptano plus | 46,5 | Heptano plus | 10,6 | Heptano plus | 14,8 |
| | 100 | | 100 | | 100 | | 100 |

Fuente: MUÑOZ N., S.F. Propiedades en los Yacimientos Petroliferos. UIS. Bucaramanga, 1990.

En el sistema de tuberías planteado son analizados los resultados en dos puntos: el nodo unión y en el separador. En el Anexo E se presentan los resultados ofrecidos por el simulador HYSYS (impresión de los reportes ofrecidos).

En la tabla [¡Error! Vínculo no válido.](#) se presenta un comparativo de los resultados ofrecidos por HYSYS y los obtenidos por medio de FlowLine.

Las columnas “%E” presentadas en la tabla [¡Error! Vínculo no válido.](#) reportan el error porcentual de los resultados obtenidos por FlowLine omando como “datos testigo” los dados por HYSYS.

Las desviaciones presentadas son atribuidas a las suposiciones operacionales que fueron tomadas para poder trabajar con los dos simuladores, dado uno es composicional y el otro no. Estas suposiciones obedecen a gravedades API y las relaciones gas aceite.

Tabla 8: Comparativo de resultados obtenidos por FlowLine contra HYSYS para el Ejemplo 1.

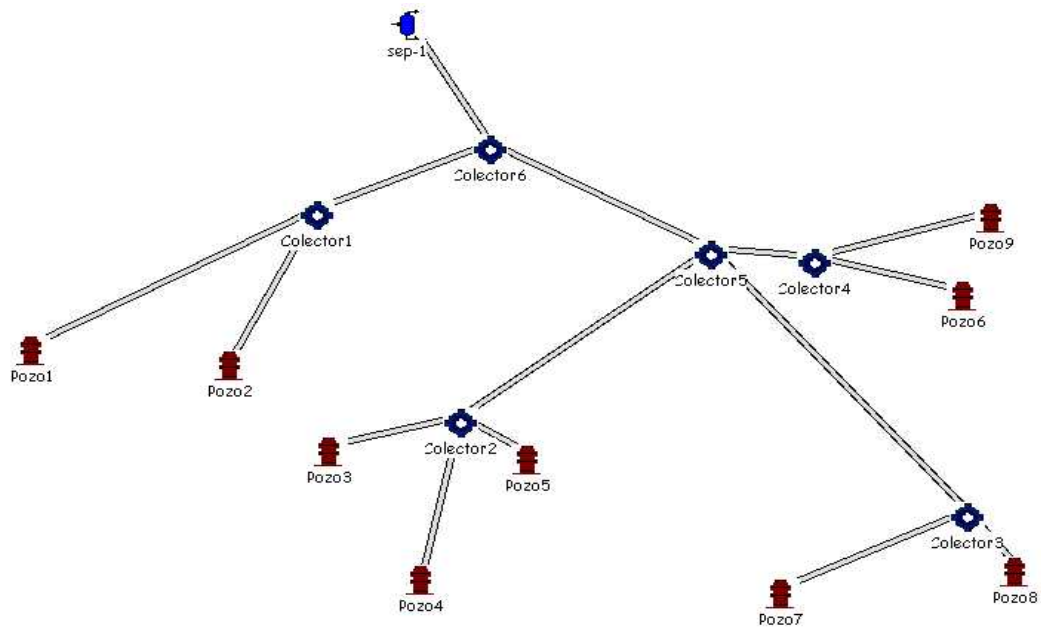
| | | POZO | | NODO UNION | | %E | SEPARADOR | | %E |
|-------|-----------------|----------|--------|------------|--------|-------|-----------|--------|------|
| | | FlowLine | Hysys | FlowLine | Hysys | | FlowLine | Hysys | |
| ANG A | Presión, psi | 440,00 | 440,00 | 367,26 | 396,48 | 7,37 | 393,58 | 396,03 | 0,62 |
| | Temperatura, °F | 113,00 | 113,00 | 110,00 | 107,97 | 1,88 | 106,89 | 105,06 | 1,74 |
| | Patrón de flujo | | | Interm | Interm | | Interm | Ondul | |
| ANG B | Presión, psi | 440,00 | 440,00 | 370,61 | 403,41 | 8,13 | 390,00 | 403,06 | 3,24 |
| | Temperatura, °F | 113,00 | 113,00 | 109,91 | 105,44 | 4,24 | 106,71 | 103,24 | 3,36 |
| | Patrón de flujo | | | Interm | Interm | | Interm | Ondul | |
| ANL A | Presión, psi | 440,00 | 440,00 | 346,96 | 372,95 | 6,97 | 410,00 | 374,07 | 9,61 |
| | Temperatura, °F | 113,00 | 113,00 | 109,86 | 107,43 | 2,26 | 109,80 | 105,48 | 4,10 |
| | Patrón de flujo | | | Interm | Interm | | Interm | Ondul | |
| ANL B | Presión, psi | 440,00 | 440,00 | 347,95 | 381,65 | 8,83 | 410,85 | 382,89 | 7,30 |
| | Temperatura, °F | 113,00 | 113,00 | 109,75 | 106,01 | 3,53 | 106,41 | 103,75 | 2,56 |
| | Patrón de flujo | | | Interm | Interm | | Interm | Ondul | |
| AVG A | Presión, psi | 440,00 | 440,00 | 367,87 | 398,19 | 7,61 | 390,42 | 398,70 | 2,08 |
| | Temperatura, °F | 113,00 | 113,00 | 110,02 | 106,80 | 3,01 | 106,93 | 105,12 | 1,72 |
| | Patrón de flujo | | | Interm | Interm | | Interm | Ondul | |
| AVG B | Presión, psi | 440,00 | 440,00 | 370,22 | 405,55 | 8,71 | 392,38 | 406,20 | 3,40 |
| | Temperatura, °F | 113,00 | 113,00 | 109,86 | 105,58 | 4,05 | 106,67 | 103,70 | 2,86 |
| | Patrón de flujo | | | Interm | Interm | | Interm | Ondul | |
| AVL A | Presión, psi | 440,00 | 440,00 | 346,60 | 381,53 | 9,16 | 410,67 | 383,48 | 7,09 |
| | Temperatura, °F | 113,00 | 113,00 | 109,89 | 106,95 | 2,75 | 106,67 | 105,16 | 1,44 |
| | Patrón de flujo | | | Interm | Interm | | Interm | Ondul | |
| AVL B | Presión, psi | 440,00 | 440,00 | 347,85 | 390,74 | 10,98 | 410,82 | 392,85 | 4,57 |
| | Temperatura, °F | 113,00 | 113,00 | 109,77 | 105,56 | 3,99 | 106,44 | 103,54 | 2,80 |
| | Patrón de flujo | | | Interm | Interm | | Interm | Ondul | |

Fuente: Autores. (HYSYS-FLOWLINE)

4.8 PROBLEMA EJEMPLO 2. (VALIDACIÓN CON FLOSYSTEM⁴¹)

En este ejemplo se plantea un sencillo sistema de recolección conformado por 9 pozos, 6 colectores y 1 separador, su información operacional es tomada de datos reales de campo en Caño Limón⁴² Utilizando el “Editor Gráfico de Campo de FlowLine dicho sistema puede representarse como:

Figura 19: Representación del sistema de tuberías de recolección para el Ejemplo 2.



Fuente: Autores (FlowLine)

La información de cada pozo es presentada en las tablas **¡Error! Vínculo no válido.** y **¡Error! Vínculo no válido.**

⁴¹ Más información disponible en la Internet en: www.epsedin.co.uk

⁴² RIVERA, Rodolfo. “Manejo e Implementación de Flosystem” Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 1997.

Tabla 9: Propiedades en cabeza de pozo 1-4 para el Ejemplo 2.

| | POZO 1 | POZO 2 | POZO 3 | POZO 4 |
|------------------------------|---------|----------|---------|----------|
| Longitud línea flujo (ft) | 1148,00 | 242,50 | 146,00 | 3257,50 |
| OD línea flujo (in) | 6,00 | 6,00 | 6,00 | 6,00 |
| Caudal líquido (STB/D) | 6581,00 | 15487,00 | 9041,00 | 19375,00 |
| Caudal de petróleo (STB/D) | 1052,96 | 1703,57 | 723,28 | 581,25 |
| BSW (%) | 84,00 | 89,00 | 92,00 | 97,00 |
| Caudal de agua (STB/d) | 5528,04 | 13783,43 | 8317,72 | 18793,75 |
| Temperatura cabeza pozo (°F) | 199,00 | 199,00 | 199,00 | 199,00 |
| Presión cabeza pozo (PSIG) | 368,00 | 275,00 | 230,00 | 265,00 |
| API | 29,00 | 29,00 | 29,00 | 29,00 |
| GOR (SCF/STB) | 5,00 | 5,00 | 5,00 | 5,00 |
| GEO | 0,88 | | | |
| GEG | 0,65 | | | |
| GEW | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| VISCOSIDAD A PB | 3,00 | | | |
| BOB | 1,14 | | | |
| Pb (psi) | 50,00 | 50,00 | 50,00 | 50,00 |

Fuente: RIVERA, Rodolfo. "Manejo e Implementación de Flosystem" Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 1997.

Tabla 10: Propiedades en cabeza de pozo 5-9 para el Ejemplo 2.

| | POZO 5 | POZO 7 | POZO 8 | POZO 6 | POZO 9 |
|------------------------------|----------|---------|----------|----------|---------|
| Longitud línea flujo (ft) | 194,00 | 1219,00 | 691,40 | 552,60 | 152,20 |
| OD línea flujo (in) | 6,00 | 6,00 | 6,00 | 6,00 | 6,00 |
| Caudal líquido (STB/D) | 14206,00 | 5088,00 | 10282,00 | 15243,00 | 7411,00 |
| Caudal de petróleo (STB/D) | 284,12 | 3103,68 | 1028,20 | 1067,01 | 3112,62 |
| BSW (%) | 98,00 | 39,00 | 90,00 | 93,00 | 58,00 |
| Caudal de agua (STB/d) | 13921,88 | 1984,32 | 9253,80 | 14175,99 | 4298,38 |
| Temperatura cabeza pozo (°F) | 199,00 | 199,00 | 199,00 | 199,00 | 199,00 |
| Presión cabeza pozo (PSIG) | 145,00 | 240,00 | 252,00 | 142,00 | 235,00 |
| API | 29,00 | 29,00 | 29,00 | 29,00 | 29,00 |
| GOR (SCF/STB) | 5,00 | 5,00 | 5,00 | 5,00 | 5,00 |
| GEO | | | | | |
| GEG | | | | | |
| GEW | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| VISCOSIDAD A PB | | | | | |
| BOB | | | | | |
| Pb (psi) | 50,00 | 50,00 | 50,00 | 50,00 | 50,00 |

Fuente: RIVERA, Rodolfo. "Manejo e Implementación de Flosystem" Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 1997.

En este ejercicio se busca determinar las presiones de cabeza de pozo necesarias para el arreglo de tuberías planteado y los diámetros de las tuberías que conectan los pozos con sus respectivos colectores. Para

Rivera⁴³ los diámetros de estas líneas de descarga para cada pozo son asumidos en 3 pulgadas. Esto se muestra en la tabla [Error! Vínculo no válido..](#)

Tabla 11: Propiedades de la tubería para el Ejemplo 2.

| Tramo de Tubería | Diámetro | Longitud |
|-------------------------|-----------------|-----------------|
| | (in) | (ft) |
| Separador – Colector 6 | 12 | 7147 |
| Colector 6 – Colector 1 | 6 | 304 |
| Colector 6 – Colector 5 | 12 | 516.8 |
| Colector 5 – Colector 2 | 12 | 1579 |
| Colector 5 – Colector 3 | 6 | 1401 |
| Colector 5 – Colector 4 | 6 | 50 |
| Colector 1 – Pozo 1 | 3 | 1148 |
| Colector 1 – Pozo 2 | 3 | 242 |
| Colector 2 – Pozo 3 | 3 | 146 |
| Colector 2 – Pozo 4 | 3 | 3257 |
| Colector 2 – Pozo 5 | 3 | 194 |
| Colector 3 – Pozo 7 | 3 | 1219 |
| Colector 3 – Pozo 8 | 3 | 691 |
| Colector 4 – Pozo 6 | 3 | 552 |
| Colector 4 – Pozo 9 | 3 | 152 |

Fuente: RIVERA, Rodolfo. “Manejo e Implementación de Flosystem” Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 1997.

Los resultados obtenidos con FlowLine son mostrados en la tabla [Error! Vínculo no válido..](#)

Un comparativo de los resultados obtenidos con FlowLine y los presentados por Rivera con Flosystem son mostrados en la tabla [Error! Vínculo no válido..](#)

⁴³ Ibid pg 115

Tabla 12: Solución para el ejemplo 2 (FlowLine)

| Pozo | Diám. Int (in) | Diám. Nom (in) | Pwh (psi) |
|-------------|---------------------------|---------------------------|----------------------|
| 1 | 2.323 | 2.5 | 310.9 |
| 2 | 2.323 | 2.5 | 307 |
| 3 | 2.031 | 2-60 | 191.16 |
| 4 | 3.826 | 4 | 145.86 |
| 5 | 2.323 | 2.5 | 266.6 |
| 6 | 3.826 | 4 | 149.7 |
| 7 | 2.323 | 2.5 | 285 |
| 8 | 2.599 | 2.5-80 | 279.4 |
| 9 | 2.031 | 2-60 | 157.87 |

Fuente: Autores (FlowLine)

Tabla 13: Comparativo de resultados entre FlowLine y Flosystem.

| Nodo | Flossystem Presión psi | Flowline Presión psi | Error % |
|-------------|---------------------------------------|-------------------------------------|--------------------|
| separador | 28,00 | 28,00 | 0,00 |
| colector 6 | 86,43 | 93,61 | 8,30 |
| colector 5 | 97,34 | 96,71 | 0,65 |
| colector 4 | 97,34 | 97,46 | 0,12 |
| colector 3 | 109,21 | 105,66 | 3,25 |
| colector 2 | 99,51 | 99,73 | 0,22 |
| colector 1 | 91,93 | 97,41 | 5,96 |

Fuente: Autores.

CONCLUSIONES

FlowLine es una herramienta didáctica con la cual se puede aplicar Análisis Nodal Dinámico en sistemas de líneas de recolección y también permite:

- Determinar el comportamiento de flujo en las líneas de recolección de un campo de petróleos y predecir los patrones de flujo que se presentarán en las tuberías a diferentes condiciones operacionales.
- Establecer la estructura de la red de recolección para mínimas pérdidas de fricción.
- Analizar el efecto en cambios en: la inclinación de las tuberías (efectos “*down o up hill*”), equipos y accesorios, y las variaciones en las condiciones operacionales con el tiempo o con la aplicación de proyectos de recobro mejorado, o la apertura o cierre de pozos productores.
- Ofrecer una herramienta didáctica, de fácil uso y acceso, a los estudiantes de Ingeniería de Petróleos con la cual pueden simular y analizar el comportamiento de flujo en las líneas de un sistema de recolección.

RECOMENDACIONES

- Implementar FlowLine en el desarrollo del contenido de la cátedra de Producción I de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.
- Desarrollar un Sistema Integrado de Simulación de Subsuelo y Superficie con FlowLineUIS 1.0 y las demás herramientas software para análisis nodal en flujo en pozo, presentadas como proyectos de grado en años anteriores.
- Evolucionar este Sistema Integrado de Simulación hasta llevarlo a una herramienta comercial aplicable en el Departamento de Servicios de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

BIBLIOGRAFÍA

ABDUL-MAJEED, G.H.: "Liquid Holdup Correlation For Horizontal, Vertical And Inclined Two Phase Flow". SPE 26219. USA. 1993.

AIVES, I.N.; ALHANATI, F.J.S.; & SHOHAM, Ovadia.: "A Unified Model For Predicting Flowing Temperature Distribution In Well bores And Pipelines". SPE 20632. USA. 1998.

ARNOLD, Ken; & STEWART, Maurice: Surface Production Operations V1: Design Of Oil Handling Systems And Facilities. Gulf Publishing Company. Houston, Texas. 1986.

BAGAJEICZ, M.; & CABRERA, E.: "Data Reconciliation In Pipeline Systems." Uneversity Of Oklahoma. USA. 2002.

BAHARTH, Rao.: "Multiphase Flow Models Range Of Applicability". TEXAS. USA. 1998. Disponible en Internet en: www.Ctes.Com

BEGGS, H.D.. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991.

BEHNIA, Masud, & ILLIE, Vojslav.: "A Simple Correlation For Estimation Of Multiphase Pressure Drop In An Oil Pipeline". Spe 17865. USA. 1990.

BIRD, R.B; STEWART, W.E; & LIGHTFOOTE. "Fenómenos De Transporte". 1ª Edición. Editorial Reverté, S.A.. Nueva York. 1997.

BRILL, J.P. and BEGGS, H.D.: "Two phase flow in pipes" The University of Oklahoma. USA. 1978.

CAETANO FILHO, Eliseo.: "Evaluation of Two Phase Flow Pressure Gradient Correlations Using the AGA Gas Liquid Pipeline Data Bank." University of Tulsa. USA. 1983.

DUKLER, A.E., et al.: "Gas liquid flow in pipelines, I research results." AGA-API project NX28. USA. May 1969.

EATON, B.A. et al.: "The predictions of flow patterns liquid holdup an pressures lasses occurring during continuous two phase flow in horizontal pipes." Trans AIME, 1967.

FLANIGAN, O.: "Effect of uphill flow on pressure drop in design of two phase gathering systems" OGJ. USA. Mar 10, 1958.

GREGORY, G.A., MANDHANE, J.M., and AZIS, K.: "Some design considerations for two phase flow in pipes" CIM. Paper No.: 374020, May 1974.

HAZIM, S. H; & NIMAT, B. "Alternative Flow Pattern Maps Can Improve Pressure Drop Calculations Of Aziz, Govier An Fogarasi Multiphase Flow Correlation". Petroleum Research Centre. Jadiryah, Baghdad, Iraq. SPE 17263. 1987.

MANZONI, A., SILVA, A.S; & DECKER, I.C. "Power Systems Dynamics Simulation Using Object-Oriented Programming". Federal University Of Santa Catalina. Brazil. 2001.

MATIN PALMER, Charles.: "Fundamental of Pipeline Engineering." IFP Publications. Paris. 1984.

McCAIN, WILLIAM D; JR. "The Properties Of Petroleum Fluids". Editorial Penn Well Books. 2a Edición. Tulsa, Oklahoma. 1989.

MUCHARAM, LEKSONO; & ADEWUMI, MICHAEL. "A Compositional Two Phase Flow Model For Analyzing And Designing Complex Pipeline Network Systems". Spe 21562. Usa. 1990.

MUKHERJEE, H.: "An experimental study of inclined two phase flow." Thesis, University of Tulsa. USA. 1979.

NIND, T. E. W. "Fundamentos De Producción Y Mantenimiento De Pozos De Petróleos". Editorial Limusa. 1ª Edición. México. 1987.

PAEZ C, Ruth. "El Análisis Nodal En La Optimización De La Producción De Pozos De Gas". Ediciones UIS, EIP. Bucaramanga, Colombia. 1998.

PALMER, Charles Martín.: "Evaluation of Inclined Pipe Two-phase Liquid Holdup Correlations Using Experimental Data." University of Tulsa. USA. 1975.

SCHIOZER, D.J., & AZIZ KHALID. "Effect Of Chokes On Simultaneous Simulation Of Reservoir And Surface Facilities". Gren Earth Sciences Building. Usa 2000.

STOISITS, R.F.: "Dynamic Production System Nodal Analysis" SPE 24791. Washington. Usa. 1992.

TERNYIK, J., BILGESU, HI., MOHAGHEGH S., & ROSE, DM. "Virtual Measurement In Pipes, Part 1: Flowing Botton Hole Pressure Under Multi-Phase Flow And Inclined Wellbore Conditions". SPE 30975. Morgantown, Wv, Usa. 1995

TERNYIK, J., BILGESU, HI., MOHAGHEGH S., & ROSE, DM. "Virtual Measurement In Pipes, Part 2: Liquid Hold Up And Flow Patterns Correlations". SPE 30975. Morgantown, Wv, Usa. 1995

Anexo A. Método de BEGGS y BRILL⁴⁴.

El método de Beggs y Brill requiere la determinación del patrón de flujo que pueda existir en una tubería horizontal. Diferentes ecuaciones son usadas para calcular el nivel de líquido para cada patrón de flujo. La determinación del correcto régimen de flujo requiere el cálculo de varios números adimensionales. Incluyendo un número de Froude para dos fases. Las siguientes variables son usadas para determinar cual régimen de flujo puede existir si la tubería estuviera en posición horizontal. Este régimen de flujo es un parámetro de correlación y no da información acerca del régimen de flujo actual a menos que la tubería este horizontal.

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{gd}$$

Ecuación 1.

$$\lambda_L = \frac{V_{sL}}{V_m}$$

Ecuación 2.

$$L_1 = 316\lambda_L^{0.302}$$

Ecuación 3.

$$L_2 = 0.0009252\lambda_L^{-2.4684}$$

Ecuación 4.

$$L_3 = 0.10\lambda_L^{-1.4516}$$

Ecuación 5.

$$L_4 = 0.5\lambda_L^{-6.738}$$

Ecuación 6.

⁴⁴ BRILL, J.P. and BEGGS, H.D.: "Two phase flow in pipes" The Univesity of Oklahoma. USA. 1978.

Los límites para el régimen de flujo horizontal son:

Segregado.

Límites: $\lambda_L < 0.01$ y $N_{FR} < L_1$, o,
 $\lambda_L \geq 0.02$ y $N_{FR} < L_2$.

Transición.

Límites: $\lambda_L \geq 0.01$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_3$

Intermitente.

Límites: $0.01 \leq \lambda_L < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_1$, o,
 $\lambda_L \geq 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_4$.

Distribuido.

Límites: $\lambda_L < 0.4$ y $N_{FR} \geq L_1$, o,
 $\lambda_L \geq 0.4$ y $N_{FR} > L_4$.

Cuando el flujo cae en el régimen de transición, el nivel de líquido debe ser calculado usando ambas ecuaciones, las de flujo segregado e intermitente, e interpolar usando los siguientes factores de peso.

$$H_{L(transicion)} = A * H_{L(segregado)} + B * H_{L(int ermitente)}$$

Ecuación 7.

Donde

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

Ecuación 8.

$$B = 1 - A$$

Ecuación 9.

Las mismas ecuaciones son usadas para calcular el nivel de líquido para todos los regímenes de flujo. Los coeficientes y exponentes usados en las ecuaciones son diferentes para cada régimen de flujo. El nivel de líquido depende del régimen de flujo y es calculado de:

$$H_{L(\phi)} = \psi H_{L(0)}$$

Ecuación 10.

Donde $H_{L(0)}$ es el nivel de líquido que existe a condiciones de una tubería horizontal y Ψ es el factor de corrección por inclinación.

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{FR}^c}$$

Ecuación 11.

Donde a, b, y c se determinan para cada patrón de flujo de la siguiente tabla:

Tabla 1. Constantes para determinar patrón de flujo (Beggs & Brill)

| Patrón de flujo | a | B | C |
|-----------------|-------|--------|--------|
| Segregado | 0.98 | 0.4846 | 0.0868 |
| Intermitente | 0.845 | 0.5351 | 0.0173 |
| Distribuido | 1.065 | 0.5824 | 0.0609 |

El valor calculado para $H_{L(0)}$ esta obligado a $H_{L(0)} \geq \lambda_L$. El factor de corrección para el nivel de líquido por efecto de inclinación de la tubería esta dada por:

$$\psi = 1 + C[\text{sen}(1.8\phi) - 0.333\text{sen}^3(1.8\phi)]$$

Ecuación 12.

Donde ϕ es el ángulo actual de la tubería desde la horizontal, y

$$C = (1 - \lambda_L) \text{Ln}[(d)(\lambda_L)^e (N_{LV})^f (N_{FR})^g]$$

Ecuación 13.

Donde d, e, f, y g son determinadas para condición de flujo de las siguientes tablas:

Flujo ascendente (uphill).

Tabla 2: Constantes para determinar el efecto de flujo ascendente (Beggs & Brill)

| Patrón de flujo | d | e | f | g |
|-----------------|---------------|---------------|-------------------|--------------------|
| Segregado | 0.011 | -3.768 | 3.539 | -1.614 |
| Intermitente | 2.96 | 0.305 | -0.4473 | 0.0978 |
| Distribuido | No-corrección | No-corrección | $C = 0, \Psi = 1$ | $H_L \neq f(\phi)$ |

Flujo descendente (downhill).

Tabla 3: Constantes para determinar el efecto de flujo descendente (Beggs & Brill)

| Patrón de flujo | d | e | f | g |
|-----------------|-----|---------|--------|---------|
| Segregado | 4.7 | -0.3692 | 0.1244 | -0.5056 |
| Intermitente | 4.7 | -0.3692 | 0.1244 | -0.5056 |
| Distribuido | 4.7 | -0.3692 | 0.1244 | -0.5056 |

Con la restricción que $C \geq 0$.

Una vez determinado $H_L(\phi)$, se calcula la densidad para las dos fases de:

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g$$

Ecuación 14.

Donde:

$$H_g = 1 - H_L$$

Ecuación 15.

El gradiente de presión debido al cambio de elevación es entonces:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} = \frac{g}{g_c}(\rho_s \text{sen}\theta)$$

Ecuación 16.

El gradiente de presión debido a la fricción es

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f_{fp} \rho_n V_m^2}{2 g_c d}$$

Ecuación 17.

Donde

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g$$

Ecuación 18.

$$f_{fp} = f_n \left(\frac{f_{fp}}{f_n}\right)$$

Ecuación 19.

El factor de fricción no deslizante f_n es determinado de la correlación respectiva de tubería rugosa o lisa, usando el número de Reynolds:

$$N_{Re} = \frac{1488 \rho_n V_m d}{\mu_n}$$

Ecuación 20.

Donde

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g$$

Ecuación 21.

La relación para el factor de fricción no deslizante de las dos fases es calculada de:

$$\left(\frac{f_{fp}}{f_n}\right) = e^s$$

Ecuación 22.

Donde

$$S = \frac{\ln(y)}{-0.0523 + 3.182 \ln(y) - 0.8725 [\ln(y)]^2 + 0.01853 [\ln(y)]^4}$$

Ecuación 23.

y

$$y = \frac{\lambda_L}{[H_{L(\phi)}]^2}$$

Ecuación 24.

Si el valor de y esta en el siguiente intervalo $1 < y < 1.2$; y para y en este intervalo, la función S es calculada de:

$$S = \ln(2.2y - 1.2)$$

Ecuación 25.

Aunque el gradiente de presión debido a la aceleración es muy pequeño, excepto para flujo de velocidades altas, este puede ser incluido para tasas de flujos altas.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{ace} = \left[\frac{\rho_s V_m V_{sg}}{g_c p}\right] \frac{dp}{dL}$$

Ecuación 26.

si definimos un término de aceleración como

$$E_K = \frac{\rho_s V_m V_{sg}}{g_c p}$$

Ecuación 27.

El gradiente de presión total puede ser calculado de:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f}{1 - E_K}$$

Ecuación 28.

Anexo B. Correlación MUKHERJEE AND BRILL⁴⁵

La correlación de Mukherjee & Brill es recomendada para terrenos montañosos, esta basada en los patrones de flujo in-situ, el modelo disponible calcula los patrones para todas las configuraciones de flujo y usa esta información para determinar la caída de presión. Los patrones de flujo presentados por Mukherjee & Brill dependen de correlaciones y se predicen de la siguiente manera:

- Si $N_{gv} \geq N_2$, el patrón de flujo es anular-niebla.

Para flujo ascendente (**uphill**),

- Si $N_{Lv} > N_1$, el patrón de flujo es burbuja.
- Si $N_{Lv} \leq N_1$, el patrón de flujo es tapón.

Para flujo hacia abajo (**downhill**) u horizontal,

- Si $N_{gv} > N_3$, el patrón de flujo es tapón.
- Si $N_{gv} \leq N_3$, el patrón de flujo es burbuja.
- Si $N_{Lv} > N_4$, el patrón de flujo es tapón.
- Si $N_{Lv} \leq N_4$, el patrón de flujo es estratificado.

N_1 , N_2 , N_3 , y N_4 son calculados de:

⁴⁵ MUKHERJEE, H.: "An experimental study of inclined two phase flow." Thesis, University of Tulsa. USA. 1979.

$$N_1 = 10 * (\text{Log}_{10} N_{gv} + 0.940 + 0.074 \text{Sen} \theta - 0.855 \text{Sen}^2 \theta + 3.695 N_L)$$

Ecuación 89

$$N_2 = 10 * (1.401 - 2.694 N_L + 0.521 N_{Lv}^{0.329})$$

Ecuación 90

$$N_3 = 10 * (0.431 + 1.132 \text{Sen} \theta - 3.003 N_L - 1.138 (\text{Log}_{10} N_{Lv}) \text{Sen} \theta - 0.429 (\text{Log}_{10} N_{Lv})^2 \text{Sen} \theta)$$

Ecuación 91

$$N_4 = 10 * (0.321 - 0.017 N_{gv} - 4.267 \text{Sen} \theta - 2.972 N_L - 0.033 (\text{Log}_{10} N_{gv})^2 - 3.925 \text{Sen}^2 \theta)$$

Ecuación 92

N_{gv} , N_{Lv} , y N_L son calculados de:

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} (\rho_L / \sigma_L)^{0.25}$$

Ecuación 93

$$N_{Lv} = 1.938 v_{sL} (\rho_L / \sigma_L)^{0.25}$$

Ecuación 94

$$N_L = 0.15726 \mu_L (1.0 / (\rho_L \sigma_L^3))^{0.25}$$

Ecuación 95

ρ_L = densidad de la mezcla agua-aceite, (lbm/ft³)

σ = tensión interfacial, (dynes/cm)

Nivel de Líquido (H_L).

El nivel de líquido está dado por:

$$H_L = EXP \left[\left(C_1 + C_2 \text{Sen} \theta + C_3 \text{Sen}^2 \theta + C_4 N_L^2 \right) \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}} \right]$$

Ecuación 96

Los parámetros de C_1 a C_6 están dados por la siguiente tabla:

Tabla 1: Constantes para determinar el patrón de flujo, Mukherjee.

| Dirección de Flujo | Patrón de Flujo | Valores de Coeficientes | | | | | |
|--------------------------|-----------------|-------------------------|----------|----------|-----------|----------|----------|
| | | C_1 | C_2 | C_3 | C_4 | C_5 | C_6 |
| Ascendente | Todos | - | 0.129875 | - | 2.343227 | 0.475686 | 0.288657 |
| | | 0.380113 | | 0.119788 | | | |
| Descendente u Horizontal | Estratificado | - | 4.808139 | 4.171584 | 56.262268 | 0.079951 | 0.504887 |
| | Otros | - | 0.789805 | 0.551627 | 15.519214 | 0.371771 | 0.393952 |
| | | 0.516644 | | | | | |

Nivel de Gas (H_g).

$$H_g = 1 - H_L$$

Ecuación 97

Caídas de Presión.

a. Fricción.

El término de pérdida por fricción es calculado para cada régimen de flujo como sigue.

1. Burbuja y Tapón.

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_f = \frac{f_n v_m^2 \rho_m}{2 g_c d}$$

Ecuación 98

Donde,

v_m = velocidad de la mezcla, ft/s.

ρ_m = densidad de la mezcla, lbm/ft³.

gc = factor de conversión..
d = diámetro de la tubería, ft.

Donde f_n es el factor de fricción de Moody basado en el número de Reynolds no-deslizante, y

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g H_g$$

Ecuación 99

ρ_g = densidad del gas, lbm/ft³.
 ρ_L = densidad de la mezcla agua-aceite, lbm/ft³.

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g$$

Ecuación 100

ρ_n = densidad no deslizante para las dos fases, lbm/ft³.
 λ_g = fracción de gas (no deslizante)
 λ_L = nivel de líquido (no deslizante)

2. Estratificado.

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_f = -\frac{\tau_{wg} P_g}{A_g} - \rho_g \text{Sen} \theta$$

Ecuación 101

τ_{wg} = esfuerzo de corte en la pared de la tubería (fase gas).
 A_g = área de la tubería ocupada por gas, ft².

$$A_g = H_g A$$

Ecuación 102

A = área de la tubería, ft².
 H_g = nivel de gas.

$$P_g = (1 - \alpha/2\pi)P$$

Ecuación 103

Donde $P=2\pi r$, y

$r =$ radio de la tubería, ft.

Ecuación 104

$$\tau_{wg} = \frac{f_g P_g v_g^2}{2g_c}$$

Ecuación 105

Donde f_g es el factor de fricción de Moody basado en el número de Reynolds.

$$N_{Re_g} = \frac{D_{Eg} v_g \rho_g}{\mu_g}$$

Ecuación 106

$D_{Eg} =$ diámetro equivalente (fase gas), ft.

$v_g =$ velocidad fase gas, ft/s.

$\rho_g =$ densidad del gas, lbm/ft³.

$\mu_g =$ viscosidad del gas, cp.

Con el valor de H_L se resuelve iterando para α , se aconseja un primer valor de 0.001 para α .

$$H_L = \frac{1}{2\pi}(\alpha - \text{Sen}\alpha)$$

Ecuación 107

$$D_{Eg} = d * \frac{[2\pi - (\alpha - \text{Sen}\alpha)]}{2\pi - \alpha + 2\text{Sen}(\alpha/2)}$$

Ecuación 108

Donde α es el ángulo central de la cara de la tubería a la superficie líquida (en radianes) y d es el diámetro de la tubería.

$$v_g = v_{sg} / H_g$$

Ecuación 109

v_g = velocidad fase gas, ft/s.

v_{sg} = velocidad superficial del gas

3. Anular.

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_f = \frac{f v_m^2 \rho_n}{2 g_c d}$$

Ecuación 110

Donde

$$f = f_R * f_n$$

Ecuación 111

Y f_R esta dada como una función de λ_L / H_L en la tabla

Tabla 2: Relación de factor de fricción

| f_R | λ_L / H_L |
|-------|-------------------|
| 1.0 | 0.01 |
| 0.98 | 0.2 |
| 1.2 | 0.3 |
| 1.25 | 0.4 |
| 1.30 | 0.5 |
| 1.25 | 0.7 |
| 1.0 | 1.0 |
| 1.0 | 10.0 |

b. Elevación. Esta dado para

Flujo Estratificado.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho_g \text{Sen}\theta$$

Ecuación 112

Otros Flujos.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho_m \text{Sen}\theta$$

Ecuación 113

c. Aceleración.

Esta dado para

Flujo Estratificado.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{acc} = 0$$

Ecuación 114

Otros Flujos.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{acc} = \frac{\rho_m v_m v_{sg} dp}{g_c P_{prom}}$$

Ecuación 115

Anexo C. Correlaciones empíricas para las propiedades del fluido⁴⁶.

Estas correlaciones facilitan enormemente los cálculos de gradiente de presión.

Factor de compresibilidad del gas.

El factor de compresibilidad del gas z es una función de la presión y temperatura pseudo reducida del gas. Las correcciones para temperatura y presión pseudo críticas son hechas calculando primero impurezas tales como n_2 , CO_2 , y H_2S .

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

Donde,

p = presión de interés, psi

T = temperatura de interés, °R

p_{pc} = presión pseudo crítica, psi

T_{pc} = temperatura pseudo crítica, °R

p_{pr} = presión pseudo reducida

T_{pr} = temperatura pseudo reducida.

Si la composición del gas es conocida

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^N y_i P_{ci}$$

⁴⁶ BEGGS, H.D.. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991. Pg: 76

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^N y_i T_{ci}$$

Donde,

y_i = fracción molar del iesimo componente

p_{ci} = presión crítica del iesimo componente

T_{ci} = temperatura crítica del iesimo componente

N = número de componentes.

Si la composición del gas es desconocida,

$$T_{pc} = 170.5 + 307.3\gamma_g$$

$$p_{pc} = 709.6 - 58.7\gamma_g$$

Donde,

p_{pc} = presión pseudocrítica, psia

T_{pc} = temperatura pseudocrítica, °R

Una de las más simples ecuaciones, la cual da valores suficientemente exactos para cálculos de flujo en dos fases, fue la publicada por Brill y Beggs y modificado por Standing. La ecuación es:

$$Z = A + (1 - A)EXP(-B) + Cp_{pr}^D$$

Donde,

$$A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.101$$

$$B = p_{pr} (0.62 - 0.23T_{pr}) + p_{pr}^2 [0.066/T_{pr} - 0.86 - 0.037] + 0.32p_{pr}^6 / EXP[20.723(T_{pr} - 1)]$$

$$C = 0.132 - 0.32LogT_{pr}$$

$$D = EXP(0.715 - 1.128T_{pr} + 0.42T_{pr}^2)$$

Si el gas contiene impurezas, se hacen correcciones para p_{pc} y T_{pc} de acuerdo a Wichert y Aziz.

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon$$

$$p'_{pc} = \frac{p_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + \varepsilon(B - B^2)}$$

Donde,

$$\varepsilon = 120*(A^{0.9}-A^{1.6}) + 15*(B^{0.5}-B^4)$$

B = fracción molar de H₂S

A = fracción molar de CO₂ + B

Estos valores pseudocríticos corregidos son usados para calcular los valores pseudo reducidos para Z.

Gas en solución.

La correlación para R_s esta dada como una función de presión, temperatura, gravedad API del aceite y gravedad del gas. La gravedad del gas resultante de la separación flash del aceite y del gas depende de la presión y temperatura del separador. Vásquez y Beggs basaron la gravedad del gas a una presión de referencia de 114.7 psia y presentaron una ecuación para corregir γ_g para otras presiones de separador. Si las condiciones del separador son desconocidas, la gravedad del gas no corregida puede ser usada en las correlaciones para R_s y B_o. La ecuación de corrección para la gravedad del gas es:

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1.0 + 5.912 * 10^{-5} (API) T \log(p/114.7) \right]$$

Donde,

γ_{gc} = gravedad del gas corregida

γ_g = gravedad del gas resultante de una separación a p, T

T = temperatura del separador, °F

p = presión del separador, psia

API = gravedad del aceite, °API

El gas en solución a $p \leq p_b$ es calculada de:

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} p^{C_2} \text{EXP}[C_3 (API)/(T + 460)]$$

Donde,

R_s = gas en solución, scf/STB

p = presión de interés, psia

T = temperatura de interés, °F

El valor de las constantes dependen de la gravedad API del aceite y están dadas por:

Tabla 14: Constantes para determinar el gas en solución del aceite, (Vázquez y Beggs).

| Constante | API ≤ 30 | API > 30 |
|-----------|----------|----------|
| C_1 | 0.0362 | 0.0178 |
| C_2 | 1.0937 | 1.1870 |
| C_3 | 25.7240 | 23.9310 |

Si el gas en solución es conocido, $R_{si} = R_{sb}$, la ecuación para R_s se resuelve para p_b . Aunque frecuentemente es ignorado en cálculos de flujo bifásico, una ecuación para calcular gas en solución en agua fue publicada por Craft y Hawkins.

$$R_{sw} = R_{swp} (1 - XY * 10^{-4})$$

Donde,

R_{sw} = gas disuelto en salmuera, scf/STB

R_{swp} = gas disuelto en agua pura, scf/STB

X = $3.471 * T^{-0.837}$

Y = salinidad del agua, ppm

T = temperatura, °F

$$R_{swp} = C_1 + C_2 p + C_3 p^2$$

Donde,

$$C_1 = 2.12 + 3.45 * 10^{-3} T - 3.59 * 10^{-5} T^2$$

$$C_2 = 0.0107 - 5.26 * 10^{-5} T + 1.48 * 10^{-11} T^2$$

$$C_3 = -8.75 * 10^{-7} + 3.9 * 10^{-9} T - 1.02 * 10^{-11} T^2$$

Factor volumétrico de formación.

El factor volumétrico de formación de un fluido es un parámetro conveniente para convertir volúmenes de condiciones estándar a actuales o in-situ existiendo alguna presión o temperatura en el sistema.

Factor volumétrico para el gas.

El factor volumétrico de formación del gas esta definido como el volumen actual ocupado por una cantidad dada de gas a determinada presión y temperatura, dividido por el volumen al cual el gas podría ocuparla a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{p_{sc} ZT}{T_{sc} p}$$

Para presión en psia y temperatura en °R, usando $p_{sc} = 14.7$ psia y $T_{sc} = 520$ °R

$$B_g = \frac{0.0283ZT}{p}$$

Factor volumétrico del aceite.

El método de Vásquez y Beggs puede ser usado para estimar B_o como función de γ_g , API, R_s y T.

$$B_o = 1 + C_1 R_s + C_2 (T - 60) (API / \gamma_{gc}) + C_3 R_s (T - 60) (API / \gamma_{gc})$$

Donde,

B_o = factor volumétrico del aceite, bbl/STB

R_s = gas en solución a p y T, scf/STB

T = temperatura de interés, °F

p = presión de interés, psia

γ_{gc} = gravedad del gas

API = gravedad API

Las constantes son determinadas de:

Tabla 15: Constantes para determinar el factor volumétrico del aceite
(Vásquez y Beggs)

| Constante | API ≤ 30 | API > 30 |
|-----------|-------------------------|------------------------|
| C1 | 4.677*10 ⁻⁴ | 4.670*10 ⁻⁴ |
| C2 | 1.751*10 ⁻⁵ | 1.100*10 ⁻⁵ |
| C3 | -1.811*10 ⁻⁸ | 1.337*10 ⁻⁹ |

El factor volumétrico de formación decrece a presiones arriba de la presión del punto de burbuja y es calculada por:

B_o = FVF del aceite a p_b

p_b = presión de punto de burbuja

p = presión de interés, psia

C_o = compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1}

Factor volumétrico del agua.

La ecuación esta dada por:

$$B_w = B_{wp} (1 + XY * 10^{-4})$$

Donde,

B_w = factor volumétrico de formación para salmuera en contacto con gas, bbl/STB

B_{wp} = FVF para el agua pura, bbl/STB

Y = salinidad del agua, ppm

$$X = 5.1 * 10^{-8} p + (T - 60)(5.47 * 10^{-6} - 1.95 * 10^{-10} p) + (T - 60)^2(-3.23 * 10^{-8} + 8.5 * 10^{-13} p)$$

$$B_{wp} = C_1 + C_2 p + C_3 p^2$$

Donde,

$$C_1 = 0.9911 + 6.35 * 10^{-5} T + 8.5 * 10^{-7} T^2$$

$$C_2 = 1.093 * 10^{-6} - 3.497 * 10^{-9} T + 4.57 * 10^{-12} T^2$$

$$C_3 = -5 * 10^{-11} + 6.429 * 10^{-13} T - 1.43 * 10^{-15} T^2$$

T = °F

p = psia

Compresibilidad isotérmica.

La compresibilidad isotérmica para aceite saturado con gas es calculada usando la ecuación de Vásquez y Beggs.

$$C_o = \frac{5R_s + 17.2T - 1180\gamma_{gc} + 12.61(API) - 1433}{p * 10^5}$$

Donde,

C_o = compresibilidad del aceite, psi^{-1}

R_s = relación de solución gas-aceite, scf/STB

T = temperatura de interés, °F

p = presión de interés, psia

γ_{gc} = gravedad del gas

API = gravedad API

Viscosidad.

Para calcular la viscosidad de corte o fricción, un valor para la viscosidad de los fluidos es requerido. El cálculo del Número de Reynolds siempre requiere el valor de viscosidad. **Para el aceite**, las ecuaciones para la viscosidad del aceite fueron presentadas por Beggs y Robinson. Para $p \leq p_b$

$$\mu_o = A\mu_{oD}^B$$

Donde,

μ_o = viscosidad del aceite a la presión y temperatura de interés, cp

μ_{oD} = viscosidad del aceite muerto o gas libre, cp

$$\mu_{oD} = 10^x - 1.0$$

$$X = YT^{-1.163}$$

$$Y = 10^z$$

$$Z = 3.0324 - 0.0203(API)$$

$$A = 10.715(R_s + 150)^{-0.515}$$

$$B = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

Donde,

R_s = scf/STB

T = °F

Para $p > p_b$:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(p / p_b \right)^m$$

Donde,

μ_{ob} = viscosidad a p_b , cp

p = presión de interés, psi

p_b = presión de burbuja, psi

$$m = C_1 p^{C_2} \text{EXP}(C_3 + C_4 p)$$

Donde,

$C_1 = 2.6$

$$C_2 = -11.513$$

$$C_3 = -8.98 \cdot 10^{-5}$$

Para el agua, los efectos de presión y salinidad son despreciados para cálculo de flujo en dos fases. La ecuación presentada por Beggs y Brill considera solo efectos de temperatura.

$$\mu_w = EXP(1.003 - 1.479 \cdot 10^{-2} T + 1.982 \cdot 10^{-5} T^2)$$

Donde T esta en °F y μ_w esta en cp.

Para el gas, el método mas utilizado para estimar la viscosidad del gas fue el presentado por Lee et al. La ecuación es aplicable para impurezas contenidas en el gas natural si el factor Z corregido es usado para calcular el valor de la densidad de gas requerida en la ecuación.

$$\mu_g = A \cdot 10^{-4} EXP(B \rho_g^C)$$

$$A = (9.4 + 0.02M) T^{1.5} / 209 + 19M + T$$

$$B = 3.5 + 0.01M + 986/T$$

$$C = 2.4 - 0.2B$$

Donde,

μ_g = densidad de gas a p, T, cp

ρ_g = densidad del gas a p, T, gm/cc

M = peso molecular del gas, g/gmol

T = temperatura de interes, °R

La densidad del gas en gm/cc puede ser calculada de:

$$\rho_g = \frac{0.0433 \gamma_g p}{ZT}$$

Donde,

p = psia

$$T = \text{ }^\circ\text{R}$$

$$\rho_g = \text{gm/cc}$$

Tensión Interfacial.

La tensión interfacial entre la fase gas-líquido tiene efectos muy pequeños en cálculos de gradiente de presión bifásico. Baker y Swerdloff presentaron un estimativo para la tensión interfacial gas-aceite y Hough para la tensión interfacial gas-agua.

Tensión interfacial Gas-Aceite.

Se presentan ecuaciones medidas para tensión interfacial para aceite muerto a temperaturas de 68°F y 100°F.

$$\sigma_{68} = 39 - 0.2571(API)$$

$$\sigma_{100} = 37.5 - 0.2571(API)$$

Donde,

σ_{68} = tensión interfacial a 68°F, dinas/cm

σ_{100} = tensión interfacial a 100°F, dinas/cm

API = gravedad del aceite, °API

Si la temperatura es mayor a 100°F, el valor calculado de 100°F, puede usarse. Si la temperatura es menor a 68°F, el valor calculado de 68°F, puede usarse. Para temperaturas intermedias, se usa interpolación lineal entre los valores obtenidos a 68°F y 100°F. Así:

$$\sigma_T = 68 - \frac{(T - 68)(\sigma_{68} - \sigma_{100})}{32}$$

Donde,

σ_T = tensión interfacial a $68 < T < 100$.

Un incremento en la presión de la mezcla gas-aceite reduce la tensión interfacial. La tensión interfacial del aceite muerto puede ser corregida multiplicando por el siguiente factor de corrección.

$$C = 1.0 - 0.024p^{0.45}$$

Donde p esta en psia. La tensión interfacial a cualquier presión es obtenida de:

$$\sigma_o = C\sigma_T$$

La tensión interfacial llega a cero a presión de miscibilidad, y para la mayoría de sistemas será a cualquier presión mayor que 5000psia. La ecuación de factor de corrección para el aceite muerto da un valor de cero a presiones de 3977psia. Si esto ocurre un valor límite de una dina/cm puede ser usado para calcular los números adimensionales.

Tensión interfacial gas-agua

Se presentan las ecuaciones para 74°F y 280°F.

$$\sigma_{w(74)} = 75 - 1.108p^{0.349}$$

$$\sigma_{w(280)} = 53 - 0.1048p^{0.637}$$

Las mismas limitaciones en temperatura para el caso de tensión artificial gas aceite se aplica para gas-agua, para propósitos de interpolación en el rango de: $74 < T < 280$

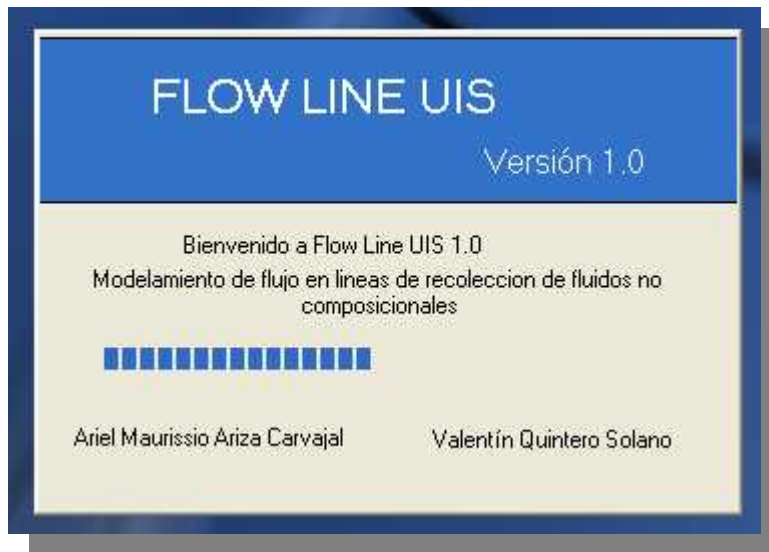
$$\sigma_{w(T)} = \sigma_{w(74)} - \frac{(T - 74)(\sigma_{w(74)} - \sigma_{w(280)})}{206}$$

Anexo D. Manual del usuario

Bienvenido a FlowLine 1.0

FlowLine es una herramienta didáctica diseñada para modelar el comportamiento de flujo multifásico de fluidos no composicionales en líneas de recolección. Con **FlowLine** usted puede crear complejos sistemas de tuberías de recolección y estudiar su comportamiento mediante el uso de Análisis Nodal a diferentes condiciones operacionales permitiéndole así, diseñar, optimizar o realizar estudios de sensibilidad.

FlowLine determina efectos de accesorios, cambios en la inclinación de las tuberías y los patrones de flujo que ocurren en las tuberías, dónde las caídas de presión las determina a través de dos métodos ampliamente conocidos y aceptados en el medio. El primero es el propuesto por Beggs & Brill, método apropiado en el estudio de comportamientos horizontales e inclinados, y el desarrollado por Mukherjee & Brill, del cual se obtienen excelentes resultados en tuberías con ángulos de inclinación muy pronunciados.



Abriendo, creando y guardando proyectos


Al trabajar con **FlowLine** usted podrá:

Abrir un proyecto ya existente

Guardar un proyecto


Crear un proyecto

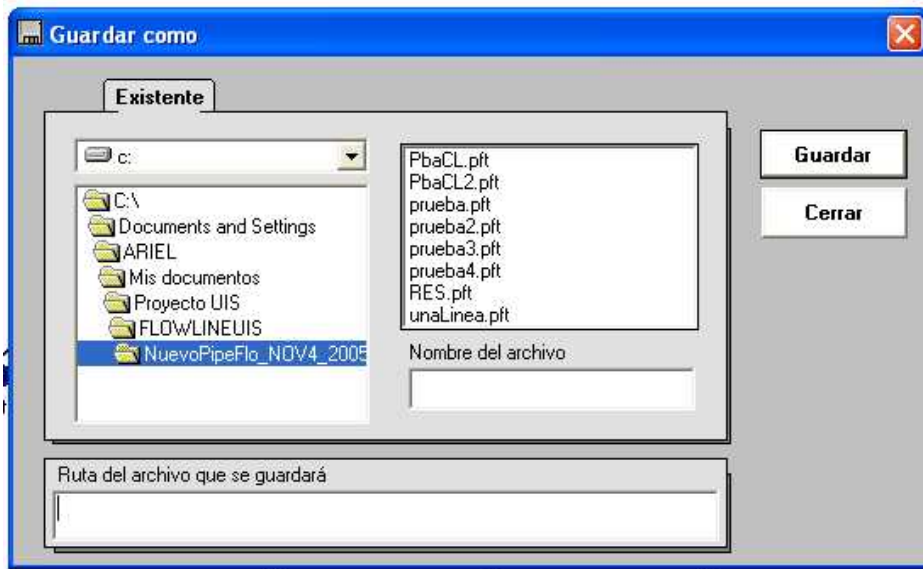
Abrir un Proyecto ya existente

Para abrir un proyecto ya existente puede hacer desde el Menú Archivo, Abrir, ó con el icono  sobre la barra de herramientas. Los Proyectos son guardados con su respectivo nombre como archivos tipo **.pft**, siendo así el único tipo de archivos disponibles para abrir. **FlowLine** no generará la apertura de proyectos simultáneos desde la misma aplicación en forma correcta, al hacerlo generará la superposición de los proyectos que se abran. Para abrir simultáneamente más de un estudio de caso, es necesario minimizar la ventana del Proyecto activo e iniciar nuevamente FlowLine.



Guardar un Proyecto.

Todos los Proyectos creados o abiertos pueden guardarse como archivos tipo .pft, ya sea usando el Menú Archivo Guardar, o mediante el icono . Esto se realiza mediante la ventana mostrada a continuación




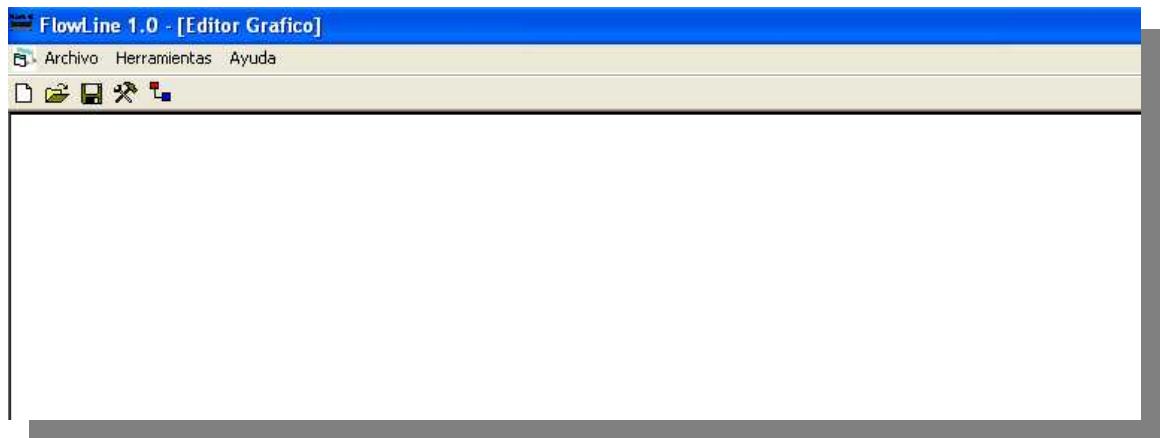
Usted puede guardar el Proyecto activo sobre el cual esta trabajando, ya sea un caso nuevo aún no nombrado o un caso ya existente. También puede guardar el caso activo bajo otro nombre o guardar cambios.

Crear un proyecto.

Para crear un proyecto usted debe seguir unos pasos y cuidar de responder con los requerimientos para que FlowLine pueda continuar correctamente, estos pasos son:

Abrir el Editor Gráfico

Al dar clic en el icono  en la barra de herramientas, FlowLine Desplegará la siguiente ventana:



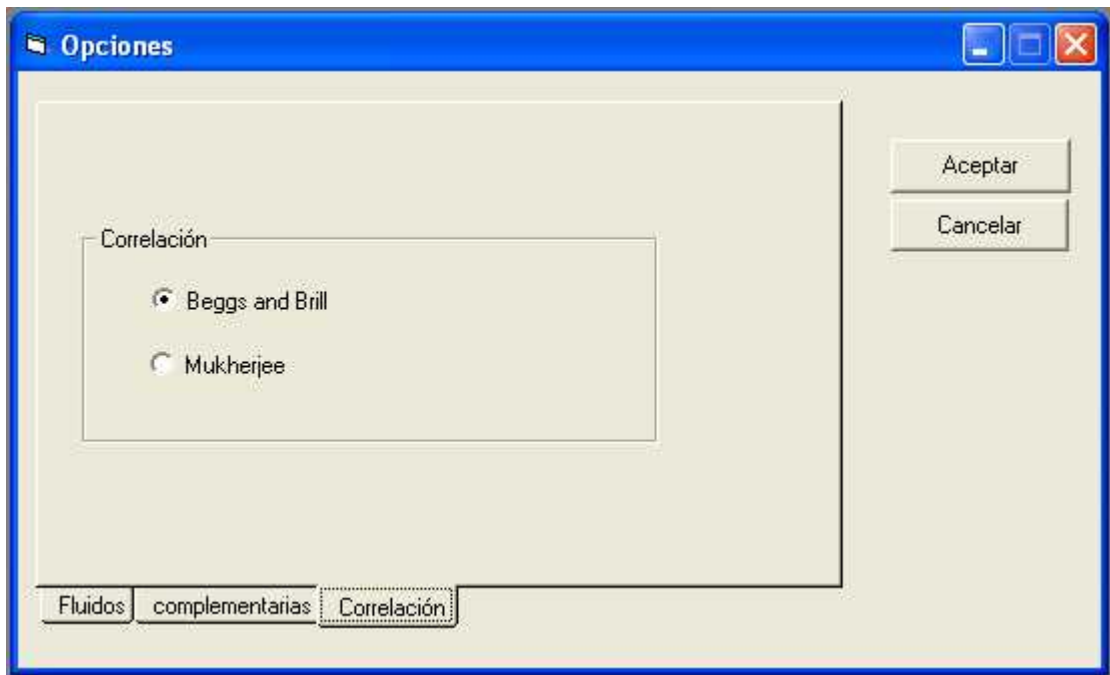
Definir Propiedades del fluido.

Entonces prosiga a definir las propiedades del fluido. En el Menú Herramientas dar clic en Opciones, se mostrará la siguiente ventana:


Estas propiedades son fundamentales para seguir con el proyecto que se esté generando. En esta misma ventana es necesario determinar otras condiciones mostradas en las opciones complementarias.

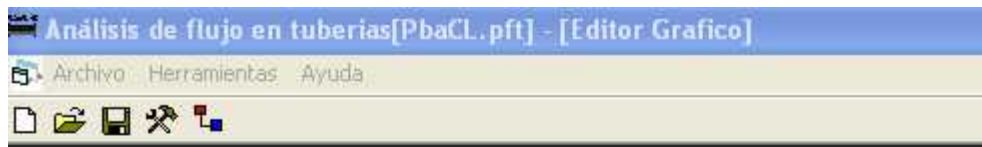
Seleccionar el Método de Predicción

En la misma ventana de Opciones del Menú Herramientas usted podrá seleccionar uno de dos métodos con los cuales se realizarán los cálculos. Use Beggs & Brill en flujos horizontales o medianamente inclinados y la correlación de Mukherjee & Brill cuando las tuberías son muy inclinadas.



Crear pozos, nodos, colectores y separadores.

Luego de definir las propiedades del fluido y las complementarias y seleccionar el método de cálculo, usted puede continuar a diseñar la red de recolección con el uso del icono "Tool box", , de la barra de herramientas, el cual generará la siguiente ventana:




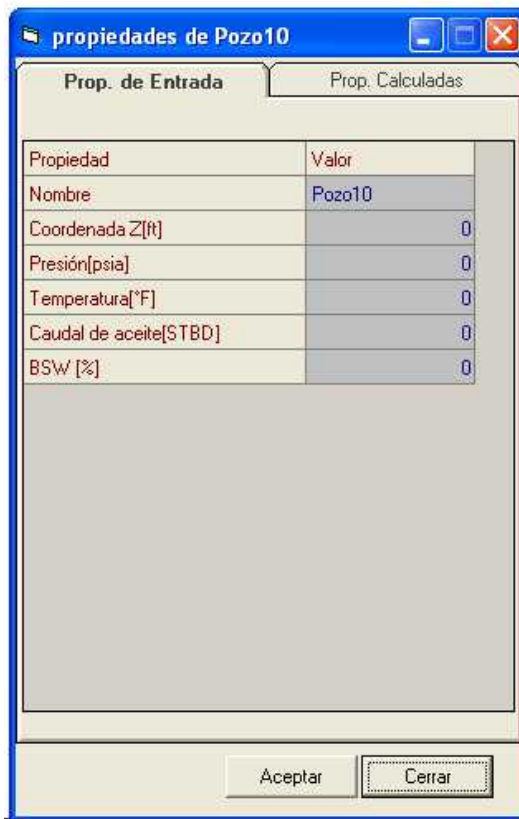
El principio es muy sencillo consiste en arrastrar desde la “Tool box” el elemento y situarlo en el Editor Gráfico.

Definir propiedades en los nodos.

Luego de arrastrar un pozo, nodo, colector o separador del “Tool box”, usted tiene que definir las propiedades para cada uno. Esto se realiza situando el puntero del cursor sobre el elemento al cual se le van a definir las propiedades y oprimiendo el botón derecho del Mouse. FlowLine generará una ventana secundaria con toda la información de propiedades calculadas.

Propiedades de entrada para un pozo.

El ícono que utiliza el Editor Grafico para definir un pozo es  `Pozo10`, y sus propiedades se definen situando el puntero del cursor sobre el “pozo”, al dar clic derecho se obtiene el cuadro de propiedades de pozo, estas son:




Hay que definir todas las propiedades de entrada, ya que son los datos de inicio para el modelamiento con FlowLine. La coordenada z hace referencia a la altura del elemento con respecto a los demás (teniendo un nivel cero). A excepción de las demás propiedades esta puede ser cero. Recuerde oprimir "Enter" antes de aceptar la ventana de propiedades de pozo.

Propiedades calculadas en el pozo

Partiendo de los datos de entrada y datos de campo, entonces se pueden obtener ciertas propiedades para los pozos que son mostradas en la página secundaria de propiedades de pozo, esto es:



Propiedades de entrada de un nodo

El icono que utiliza el Editor Grafico para definir un nodo es  `Nodo1`, el cual representa un accesorio de tubería ya sea un codo, una válvula, etc. Sus propiedades se definen al hacer clic derecho sobre el nodo, entonces aparece la siguiente ventana:




Propiedades Calculadas para un Nodo

De acuerdo a las condiciones operacionales, el balance de materia, la determinación de la temperatura en la red, FlowLine genera un conjunto de Propiedades Calculadas para cada nodo, estas son mostradas en la página secundaria de Propiedades de Nodo:



Propiedades de entrada en un Colector

El icono que utiliza el Editor Grafico para definir un colector es . Sus propiedades se definen al hacer clic derecho sobre el mismo, entonces aparece la siguiente ventana:




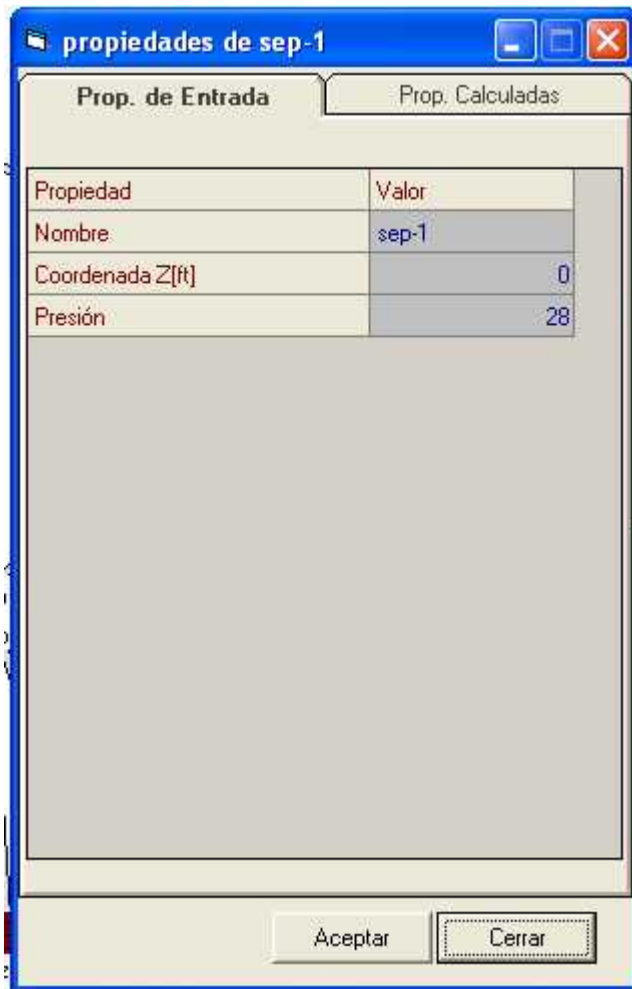
Propiedades Calculadas para un Colector

De acuerdo a las condiciones operacionales, el balance de materia, y la determinación de la temperatura en la red, FlowLine genera un conjunto de Propiedades Calculadas para cada colector, estas son mostradas en la página secundaria de Propiedades de Colector:



Propiedades de entrada en un Separador

El icono que utiliza el Editor Grafico para definir un separador es . Sus propiedades se definen al hacer clic derecho sobre el nodo, entonces aparece la siguiente ventana:




Propiedades Calculadas para el Separador

De acuerdo a las condiciones operacionales, el balance de materia y la determinación de la temperatura en la red, FlowLine genera un conjunto de Propiedades Calculadas para cada separador, estas son mostradas en la página secundaria de Propiedades de separador:



Unión de Elementos

La creación de segmentos de tubería que unen los diferentes componentes del sistema de líneas de recolección se realiza mediante la herramienta “**conectar**”, la cual se activa al dar clic sobre el icono  de la barra de herramientas, el cual abre la siguiente ventana:



Al seleccionar el origen del segmento de tubería en “Desde” y el final en “Hasta. Los cuales desplegarán los diferentes elementos ya creados y disponibles para ser unidos.

Propiedades de líneas

Las Propiedades de las líneas se definen igualmente al posicionar el puntero del Mouse sobre la línea que se va definir y oprimir el botón derecho del Mouse. Esto genera la apertura de la ventana propiedades de línea.



La selección de un diámetro se ajusta a la tabla de tuberías en función de los diámetros nominales y schedule. Estos son mostrados en la selección del Diámetro del tubo (...)

| Diámetro Nominal [in] | OD [in] | Esesor de pared [in] | ID [in] | Schedule No |
|-----------------------|---------|----------------------|---------|-------------|
| 2 | 2.375 | 0.218 | 2.157 | 80 |
| 2 | 2.375 | 0.344 | 2.031 | 60 |
| 2 | 2.37 | 0.436 | 1.934 | * |
| 2.5 | 2.875 | 0.276 | 2.599 | 80 |
| 2.5 | 2.875 | 0.375 | 2.5 | 160 |
| 2.5 | 2.875 | 0.552 | 2.323 | * |
| 2.5 | 2.875 | 0.75 | 2.125 | * |
| 3 | 3.5 | 0.3 | 3.2 | 80 |
| 3 | 3.5 | 0.488 | 3.012 | 160 |
| 3 | 3.5 | 0.6 | 2.9 | * |
| 4 | 4.5 | 0.237 | 4.263 | 40 |
| 4 | 4.5 | 0.337 | 4.163 | 80 |
| 4 | 4.5 | 0.438 | 4.062 | 120 |
| 4 | 4.5 | 0.531 | 3.969 | 160 |
| 4 | 4.5 | 0.674 | 3.826 | * |
| 6 | 6.625 | 0.28 | 6.345 | 40 |
| 6 | 6.625 | 0.432 | 6.193 | 80 |
| 6 | 6.625 | 0.562 | 6.063 | 120 |
| 6 | 6.625 | 0.719 | 5.906 | 160 |
| 6 | 6.625 | 0.864 | 5.761 | * |
| 8 | 8.625 | 0.277 | 8.348 | 30 |

Las propiedades calculadas y reportadas para una línea presentan un compendio de las diferentes propiedades determinadas durante los cálculos, así como la determinación del patrón de flujo, y las expresiones de flujo horizontal o down/up hill.

Propiedades Linea

Lectura Calculadas

| Propiedad | Valor |
|--------------------------------------|---------------------|
| Nombre | Colector1/Colector2 |
| Inclinación | |
| Angulo | 0 |
| Caida de presión [psi] | 0 |
| Regimen de flujo | |
| Factor de fricción | 0 |
| Viscosidad Agua [cp] | 0,8457 |
| Viscosidad Aceite [cp] | 9,8846 |
| Viscosidad del Gas [cp] | 0,1513 |
| HL | 0 |
| HG | 0 |
| Densidad de la mezcla | 0 |
| Densidad del liquido | 58,7214 |
| Densidad del gas | 0 |
| Vel. Sup Liquido | 6,7709 |
| Vel. Sup. aceite | 0 |
| Vel. Sup. Gas | 0 |
| Vel. mezcla | 0 |
| Factor de Compresibilidad (Z) | 0 |
| Compresib. isotermica del aceite [p] | 6,6102E-07 |

Aceptar Cerrar

Eliminación de algún elemento en el Editor Grafico.

Para eliminar un elemento del editor gráfico basta con situar el puntero del cursor sobre elemento a quitar. Hay que tener cuidado de eliminar primero las líneas que llegan a este elemento, de lo contrario se generará un mensaje de error:



Análisis Nodal con FlowLine 1.0

Fundamentos

Herramientas de Análisis

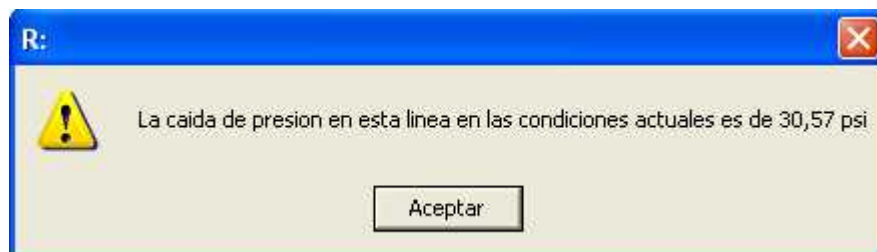
Para realizar el Análisis Nodal de un Sistema de Recolección FlowLine pone a su disposición cuatro herramientas para determinar las caídas de presión en los diferentes segmentos de tubería que conforman la red de recolección estas son:

Análisis de Punto

Es el tipo de análisis más sencillo, donde el usuario puede conocer la caída de presión (en sentido del flujo o en el sentido contrario), en un segmento de tubería seleccionado (un tramo de tubería entre dos nodos). Esto es posible cuando la red de recolección es definida, se han generados todos los datos necesarios en los diferentes nodos, y cuando el usuario ha seleccionado un diámetro para un segmento de tubería, entonces es posible determinar la caída de presión para esa condición puntual de operación.



Acción que generará la ejecución de cálculos y determinará un valor de caída de presión para la línea a las condiciones operacionales actuales, esto es mostrado como:

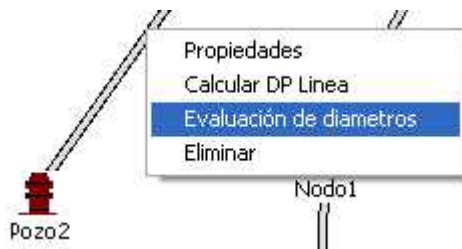


Análisis de segmento

Este es un análisis un poco más complejo donde el usuario puede conocer el comportamiento de la caída de presión, en el sentido del flujo, para un rango

de diámetros definidos para un segmento de tubería. El rango de diámetros es definido por el usuario desde un diámetro mínimo hasta un diámetro máximo. Sin embargo, la curva generada de diámetros contra caídas de presión mostrará que el diámetro mínimo operacional esta determinado por los conceptos de velocidad erosional para los flujos donde la fase predominante es gaseosa, ó por la cantidad de flujo másico si la fase predominante es líquida. La determinación de la fase predominante se realiza por la cantidad de gas y líquido respectivamente, y puede determinarse a partir de la cantidad de nivel de líquido (propiedad Hold up). El diámetro máximo depende de la cantidad de caudal transportada y del costo de tubería.

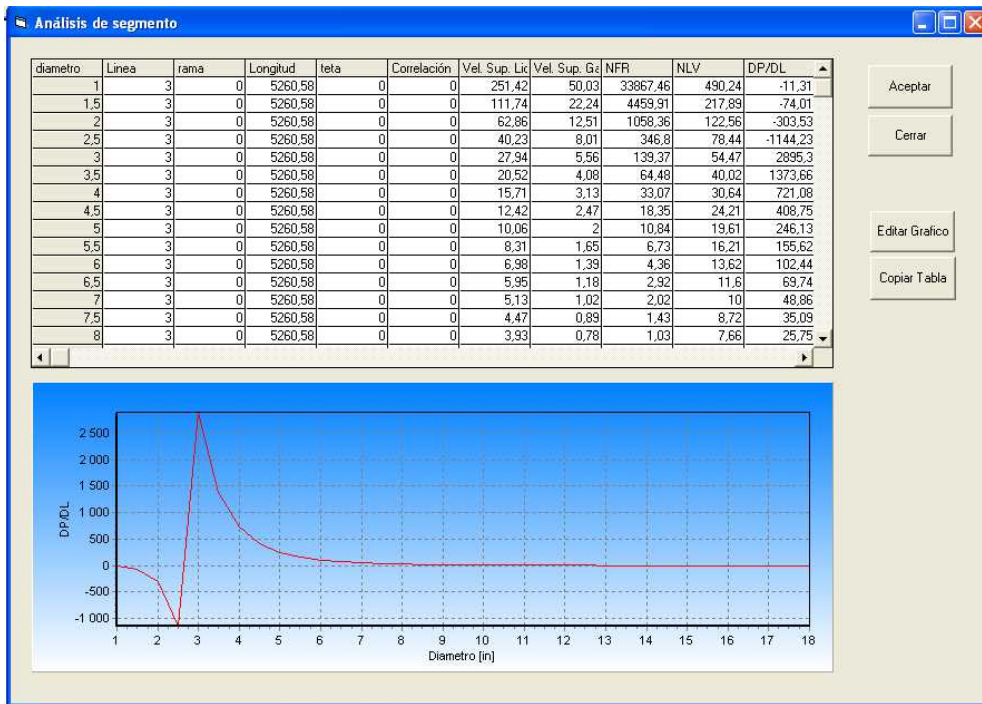
Este análisis es generado con **FlowLine** al dar clic derecho sobre la línea que quiere estudiarse y seleccionar “Evaluación de diámetros”,



Entonces se genera el cuadro de diálogo para seleccionar el rango de diámetros que quiere evaluarse y el paso (o aumento entre valores), de la evaluación.



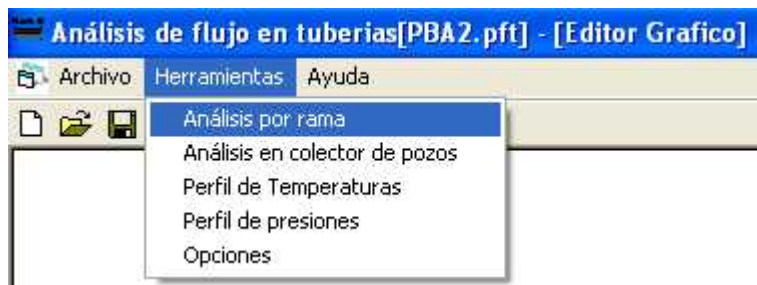
Al dar clic en “Aceptar” se genera una tabulación de diferentes propiedades de flujo para el segmento analizado. Además, se muestra la gráfica del comportamiento de la caída de presión contra el rango de diámetros seleccionado. Es de especial cuidado prever que FlowLine dejará establecido como diámetro seleccionado en la tubería el límite superior del rango de diámetros.



Análisis de rama

Este análisis involucra el análisis de dos o más segmentos de tuberías entre un nodo cabeza de pozo y el separador, en el sentido del flujo, donde este conjunto de segmentos de tubería es definido como rama. Entonces FlowLine muestra el comportamiento de la caída de presión, para diferentes diámetros, por segmento, calculando la caída de presión total en la rama y la grafica contra el rango de diámetros definido.

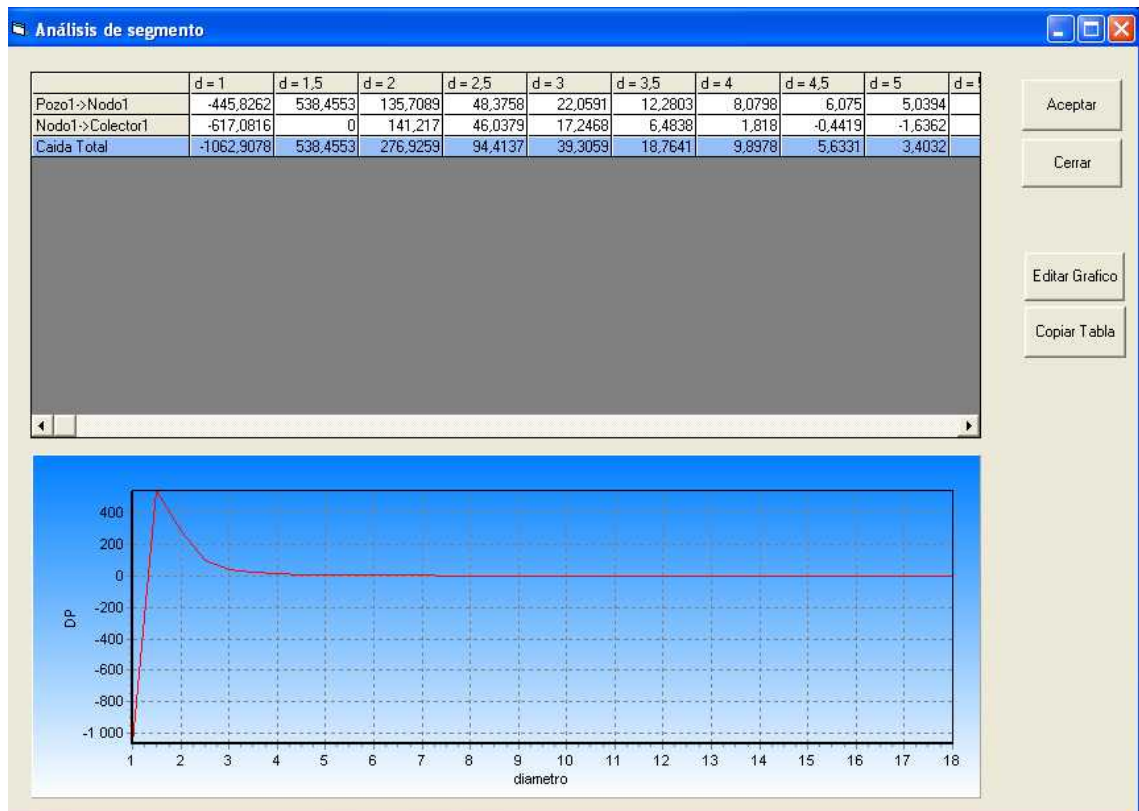
Para realizar este tipo de análisis con FlowLine seleccione la opción “Análisis por Rama” en el Menú Herramientas.



Al seleccionar esta opción, se generará el cuadro de diálogo para seleccionar la rama de tubería (desde un pozo hasta un nodo), y el rango de diámetros a evaluarse.



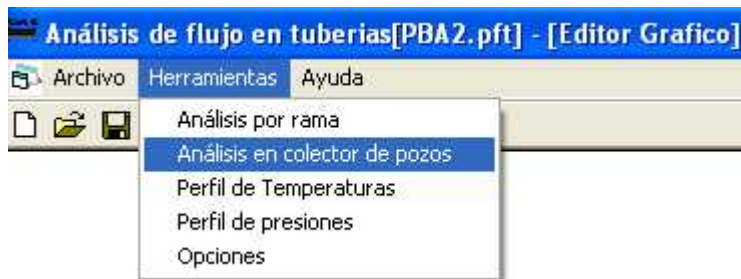
Al seleccionar la rama (el pozo y el colector de pozos a donde llega), y el rango de diámetros, FlowLine generará una ventana de resultados donde muestra una tabla con las diferentes caídas de presión por segmentos y la total para la rama, evaluadas a diferentes diámetros. Además, muestra la grafica de la caída de presión total contra los diámetros.



Análisis de nodo

Para un nodo colector cualquiera, con este tipo de análisis FlowLine le permite realizar un estudio del comportamiento “inflow” y “outflow” para dicho nodo. Los resultados son tabulados y graficados. Se genera una curva para el “outflow” donde muestra el comportamiento de la caída de presión desde el nodo colector hasta el siguiente nodo (o nodo separador), y la cantidad de curvas “inflow” depende del número de pozos (ó líneas), que lleguen hasta el nodo colector.

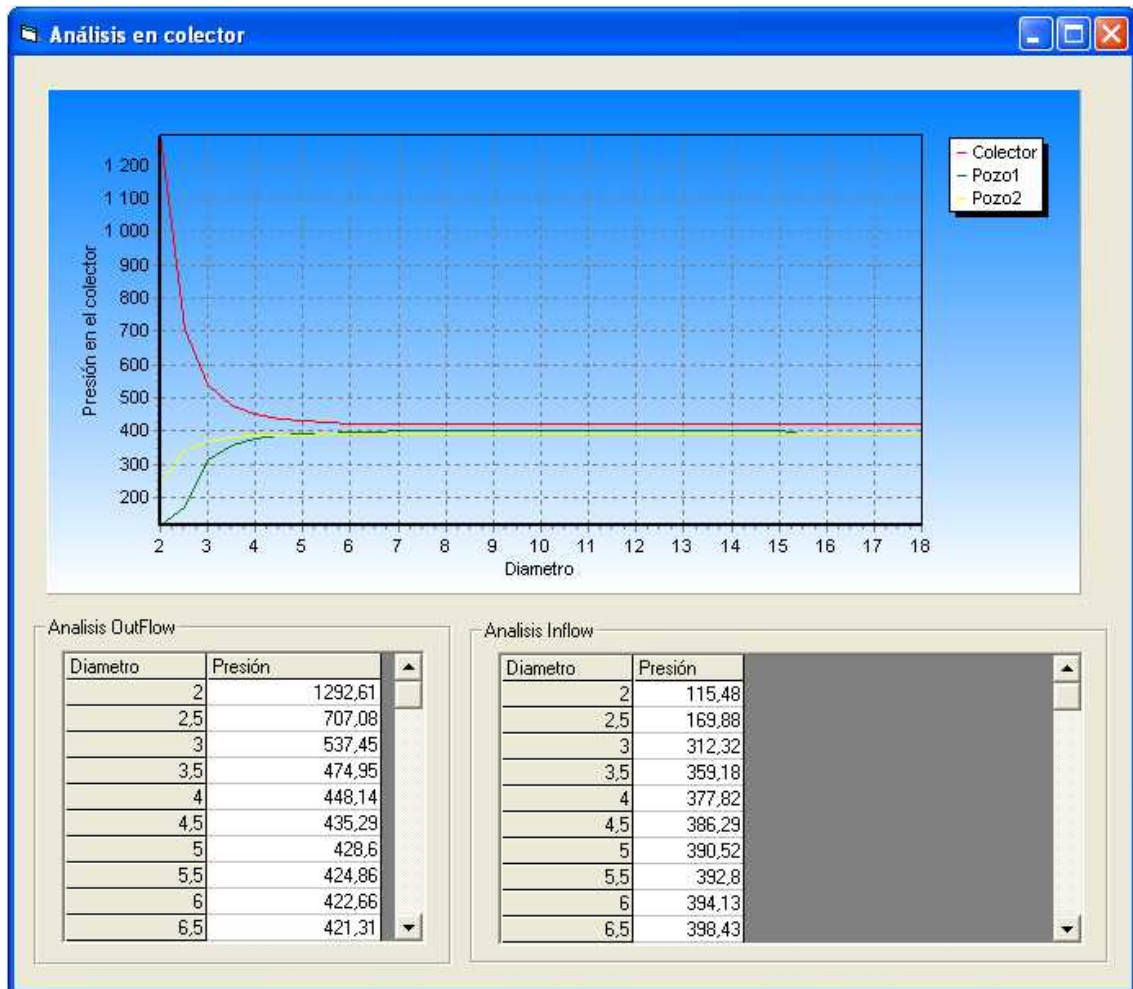
Para realizar este tipo de análisis con FlowLine primero seleccione “Análisis en Colector de pozos” en el Menú Herramientas.



Entonces se generará la ventana de selección,



Dónde es seleccionado el nodo colector para el cual se quiere hacer el análisis y además, es establecido el rango de diámetros. Una vez realizada esta selección, FlowLine mostrará una ventana de resultados, donde muestra una gráfica de la curva outflow para la línea de descarga del colector hasta el separador, y las diferentes curvas inflow cuyo número depende del número de líneas que alimente el colector. Estas curvas muestran la presión que existiría en el nodo colector a diferentes diámetros.



Generalidades de Análisis Nodal

ANÁLISIS NODAL es un procedimiento que consiste en seleccionar un punto de división en el sistema de tubería, al cual se le denominará nodo. Todos los componentes aguas arriba del nodo corresponden a la sección *in flow*, mientras todo el conjunto de componentes aguas abajo, pertenecen a la sección *out flow*. En este punto, una relación entre la caída de presión y la tasa de flujo puede ser hallada y el comportamiento dentro del nodo es determinado bajo dos principios:

El volumen del flujo dentro del nodo es igual fuera del mismo.

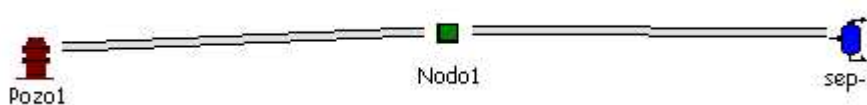
Únicamente puede existir una presión en el nodo.

Cuando el nodo se ha seleccionado, la presión en el nodo es calculada a partir de las dos direcciones, *in flow* y *out flow*, comenzando en las presiones fijas en los límites del sistema. Estas presiones fijas corresponden a las presiones de contorno, y generalmente son presión del separador, p_{sp} , presión del reservorio, p_r , ó presiones en cabeza de pozo, P_{wh} , (cuando el sistema es definido únicamente como la red de tubería de recolección). De este modo se define *in flow* para el nodo:

$$P_{nodo} = P_{cabeza_pozo} - \Delta P_{aguas_arriba}$$

Y el *Out flow* para el nodo:

$$P_{nodo} = P_{separador} - \Delta P_{aguas_abajo}$$



Donde Δp se define como la caída de presión y su valor es determinado mediante correlaciones de Beggs & Brill ó Mukherjee & Brill, además, varía con las tasas de flujo. El valor de la caída de presión aguas arriba corresponde a la caída de presión entre la cabeza de pozo y el nodo (para éste caso) y el valor de la caída de presión aguas abajo corresponde a la caída de presión entre el nodo y el separador. Cuando se está analizando un nodo, las presiones límites no necesariamente tienen que ser estas sino, las que sean conocidas inmediatamente antes y después al mismo. Los resultados obtenidos para el análisis *out flow* y para el *in flow* son diferentes, sin embargo tienen un punto de intersección donde se satisfacen los requerimientos tanto aguas arriba como aguas abajo del nodo, y son estas las características de los componentes que darán la máxima tasa de

producción para la caída de presión más baja y un mínimo costo. Cambios por diseño, análisis de sensibilidad, proyecciones a futuro, entrada o salida de producción de pozos entre otras, son condiciones que pueden ser estudiadas cambiando algunas de las condiciones, ya sea out o in flow según corresponda; mostrando así, una nueva solución al sistema; esto corresponde a **ANÁLISIS DINÁMICO**.

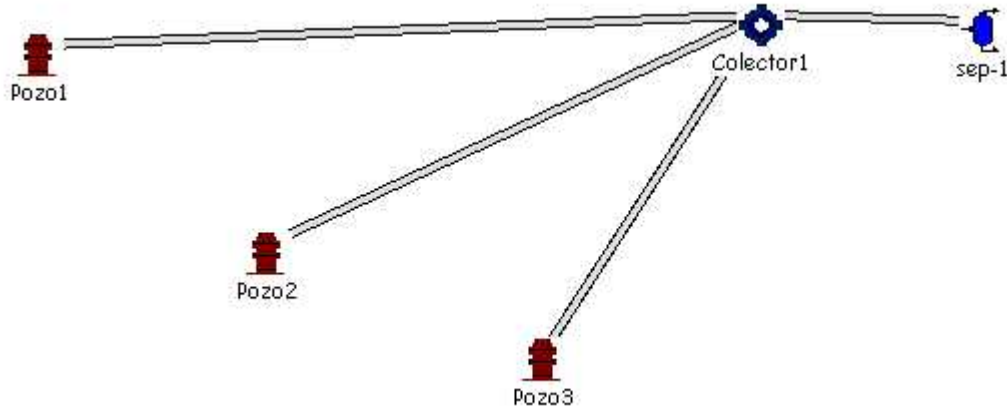
Metodología del Análisis

FlowLine es un paquete didáctico que le permite usar diferentes herramientas para efectuar un Análisis Nodal a un Sistema de Recolección. Sin embargo, por su carácter didáctico no es posible realizar un diagnóstico en un solo paso sino, es necesario el uso de las diferentes herramientas de análisis ofrecidas una y otra vez para obtener así el estudio requerido.

Usted puede efectuar un modelamiento bajo dos criterios: el primero partiendo de condiciones de pozo y suponer una presión de separador y obtener la presión con la cual el sistema llegaría hasta separador ejemplo 2, ó dimensionar las líneas de recolección de tal modo que el sistema cumpla con las condiciones de frontera en las diferentes cabezas de pozo y en el separador, ejemplo 3. Estos análisis son obtenidos usando las diferentes herramientas ofrecidas por FlowLine ya sea en la dirección de flujo, in flow, o en sentido contrario, out flow. En los nodos colectores el principal objetivo es establecer la presión con la cual convergen las diferentes líneas que los alimenten. Para esto es necesario establecer un análisis out flow en el nodo colector, partiendo de la presión de separador dada y estableciendo así una presión en el colector. Con la presión establecida en colector, se fijan los diámetros requeridos en las diferentes líneas que alimenten el nodo de tal modo que todas converjan con la misma presión establecida en el análisis out flow del colector. Esto puede ilustrarse mejor en el ejemplo 1.

Ejemplo 1

Considerado un sistema simple conformado por tres pozos, un colector y un separador como se muestra en la siguiente figura:



Las condiciones operacionales para cada pozo en cabeza y las longitudes de sus líneas de descarga son presentadas en la siguiente tabla

| Pozo | Presión (psi) | Temp (°F) | Qo (STB) | BSW (%) | Long Línea (ft) |
|------|---------------|-----------|----------|---------|-----------------|
| 1 | 150 | 120 | 500 | 50 | 3200 |
| 2 | 145 | 118 | 600 | 55 | 3300 |
| 3 | 144 | 123 | 850 | 60 | 2950 |

La presión del Separador es de 70 psi, la longitud de la tubería desde el colector hasta el separador es de 100 ft y las propiedades del fluido son mostradas a continuación:

Opciones

| | | |
|---|--|--------------------------------|
| <p>Aceite</p> <p>Presión de burbuja [psi] 70</p> <p>Viscosidad @ Pb [cp] 3.10</p> <p>Factor Volumetrico [BBL/STB] 1.12</p> <p>API 30</p> | <p>Agua</p> <p>Gravedad Específica 1</p> <p>Salinidad [ppm] 0</p> | <p>Aceptar</p> <p>Cancelar</p> |
| <p>Gas</p> <p>Gravedad Específica 0.65</p> <p>GOR [SCF/STB] 10</p> | | |

Fluidos complementarias Correlación

Otras propiedades son presentadas en la siguiente ventana:

Opciones

| | | |
|---|---|--------------------------------|
| <p>Tubería</p> <p>Rugosidad de la tubería [ft] 0,0006</p> | <p>Contaminantes</p> <p>Fracción molar de H₂S 0</p> <p>Fracción molar de CO₂ 0</p> | <p>Aceptar</p> <p>Cancelar</p> |
| <p>Ambiente</p> <p>Temperatura ambiente[*F] 80</p> <p>Peso Molecular del aire [gr/mol] 28,97</p> | | |

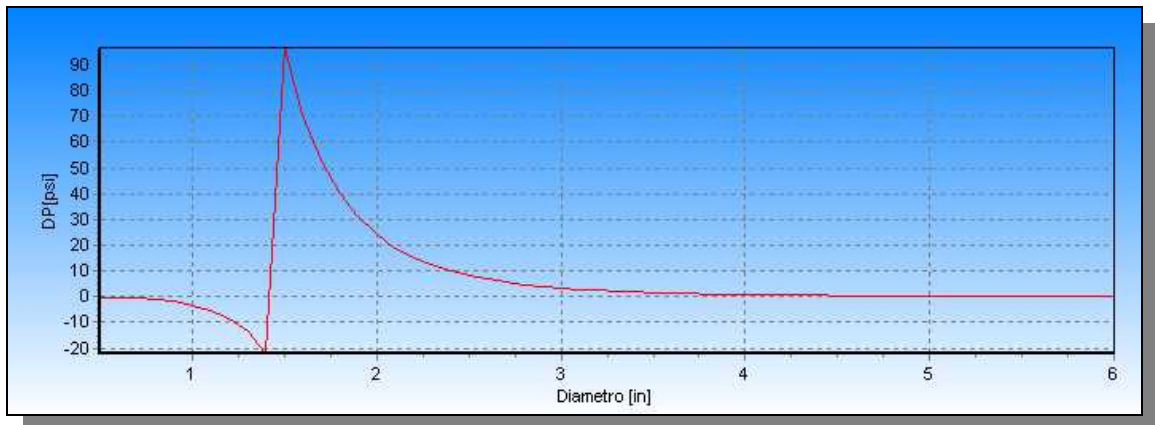
Fluidos complementarias Correlación

Ya cargadas las propiedades del fluido y editado el modelo gráfico del campo, **FlowLine** presenta el balance de masa y determinación de propiedades en el separador:



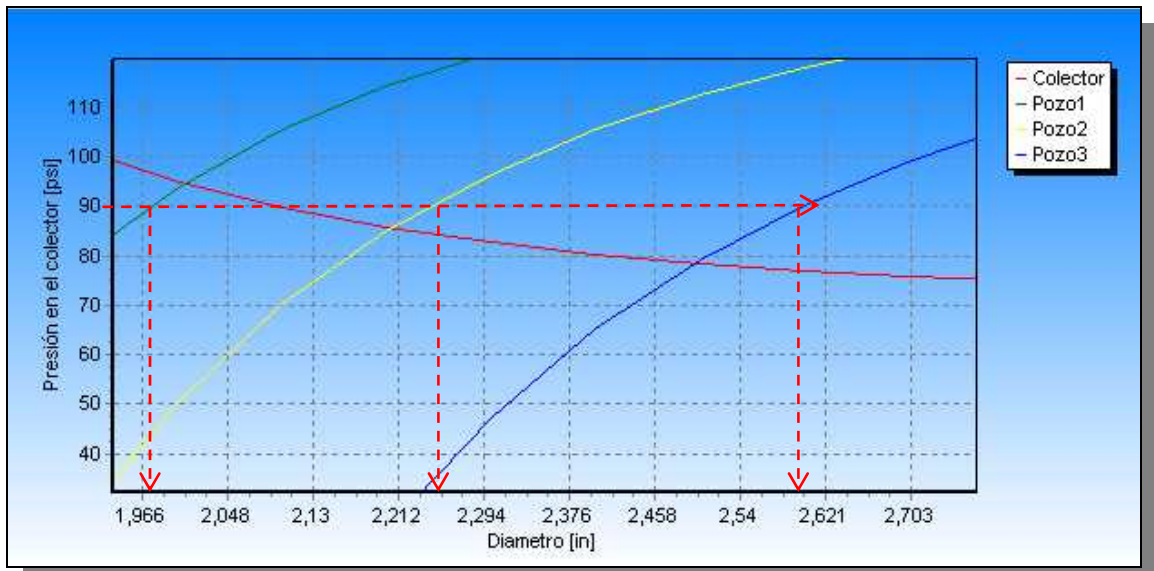
| Propiedad | Valor |
|-------------------------|---------|
| Temperatura [F] | 87,54 |
| Presión [psi] | 60 |
| Caudal de gas [SCF] | 19500 |
| Caudal de agua [STBD] | 2508,33 |
| Caudal de aceite [STBD] | 1950 |
| GLR [SCF/STB] | 4,37 |
| BSW [%] | 56,26 |
| GOR [SCF/STB] | 10 |

Para determinar la presión en el nodo colector, primero se realiza una Evaluación de Diámetros Out Flow en el segmento de tubería desde el Colector hasta el Separador. Esto es:



En esta grafica se puede observar como para los diámetros inferiores a 1.5 in, ocurre una sobre presión del sistema. Entonces el rango de diámetros permitidos es el mayor a 1.5 in. También se nota como para diámetros superiores a 3 in, la caída de presión es despreciable, fenómenos que no permitiría flujo. Tomando un diámetro nominal (disponible en las propiedades de tubería), 2 schedule 80, al usar la herramientas para determinar la caída de presión en sentido contrario al flujo se obtiene un valor de 17.42 psi por lo tanto, la presión en el colector es de 87.42 psi.

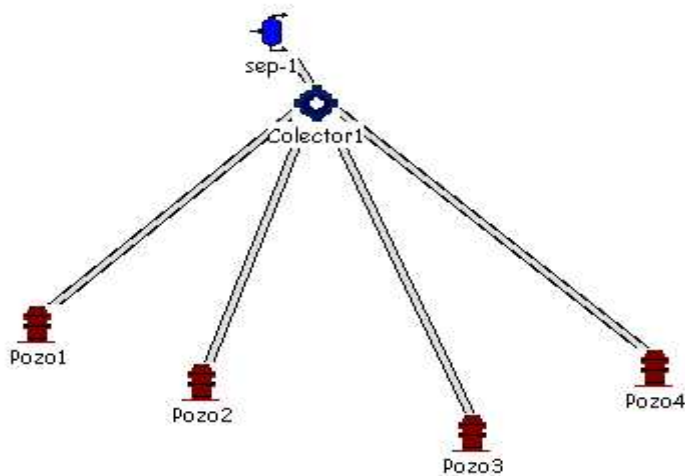
El diámetro seleccionado parecería muy pequeño, sin embargo es el requerido para cumplir la presión de separador establecida y además, es causa de la corta longitud entre en colector, o manifold, y el separador. Realizando un análisis en el colector (mediante la herramienta Análisis en el Colector del menú herramientas), y ampliando la grafica entre el rango de 80 y 100 psi buscando la presión de 87.42 psi en el nodo colector se encuentra gráficamente que la presión para las líneas de descarga de los pozos es de:



Los resultado leídos y ajustados a los diámetros internos para los nominales permitidos, para la línea del pozo 1 de 1.934 in (nominal 2), para el pozo 2 de 2.125 in (nominal 2.5) y para el pozo 3 de 2.599 in (nominal 2.5 sch 80).

Ejemplo 2

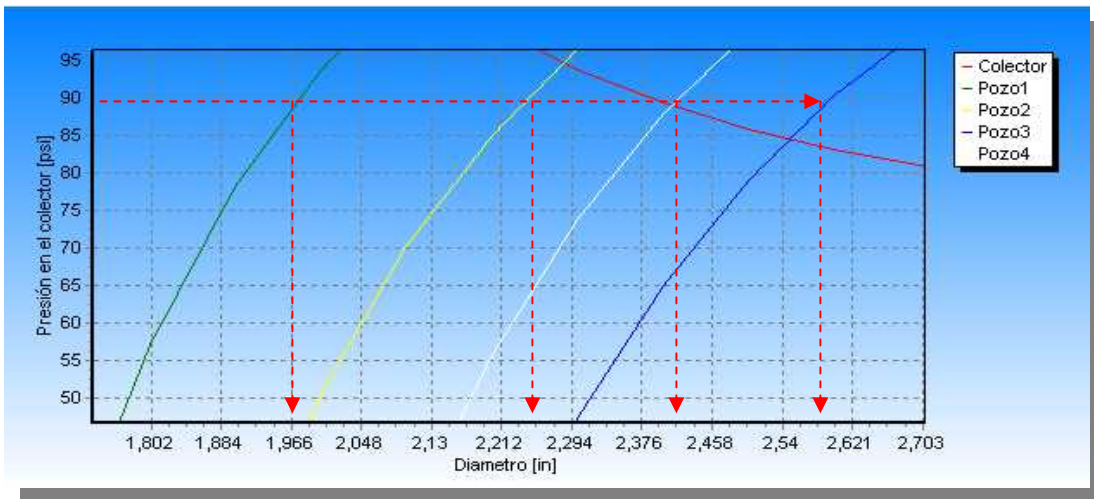
Considerado un sistema simple conformado por tres pozos, un colector y un separador como se muestra en la siguiente figura



Las condiciones operacionales para cada pozo en cabeza y las longitudes de sus líneas de descarga son presentadas en la siguiente tabla

| Pozo | Presión (psi) | Temp (°F) | Qo (STB) | BSW (%) | Long Línea (ft) |
|------|---------------|-----------|----------|---------|-----------------|
| 1 | 150 | 120 | 500 | 50 | 3200 |
| 2 | 145 | 118 | 600 | 55 | 3300 |
| 3 | 144 | 123 | 850 | 60 | 2950 |
| 4 | 150 | 120 | 900 | 50 | 3000 |

Este es un sistema similar al planteado en el ejemplo 1, sin embargo cuenta con la adición de un cuarto pozo. Este es un ejemplo válido para evaluar el carácter dinámico del análisis con FlowLine. Partiendo de una presión de separador supuesta de 100 psi (dato necesario para que corra el programa), una longitud desde colector hasta el separador de 100 ft y las propiedades del fluido y del campo son las mismas para el ejemplo 1. Realizando un análisis de colector se elige una presión en el colector y se leen los diámetros requeridos en las líneas de descarga provenientes de los pozos.



Eligiendo una presión en el nodo de 90 psi, los diámetros son leídos como se muestra en la gráfica anterior. Eligiendo el mismo diámetro para la tubería entre el colector y el separador, al evaluar una caída de presión para las

condiciones dadas, se obtiene un valor de la presión del separador de 76.82 psi. Esta y otras propiedades en el separador son presentadas en la siguiente ventana:



The screenshot shows a software window titled "propiedades de sep-1" with a blue title bar. It contains two tabs: "Prop. de Entrada" and "Prop. Calculadas". The "Prop. Calculadas" tab is active and displays a table with the following data:

| Propiedad | Valor |
|-------------------------|---------|
| Temperatura [F] | 87,08 |
| Presión [psi] | 76,82 |
| Caudal de gas [SCF] | 28500 |
| Caudal de agua [STBD] | 3408,33 |
| Caudal de aceite [STBD] | 2850 |
| GLR [SCF/STB] | 4,55 |
| BSW [%] | 54,46 |
| GOR [SCF/STB] | 10 |

At the bottom of the window, there are two buttons: "Aceptar" and "Cerrar".

De este modo puede verse el efecto de la variación de las condiciones operacionales para el ejemplo 1.

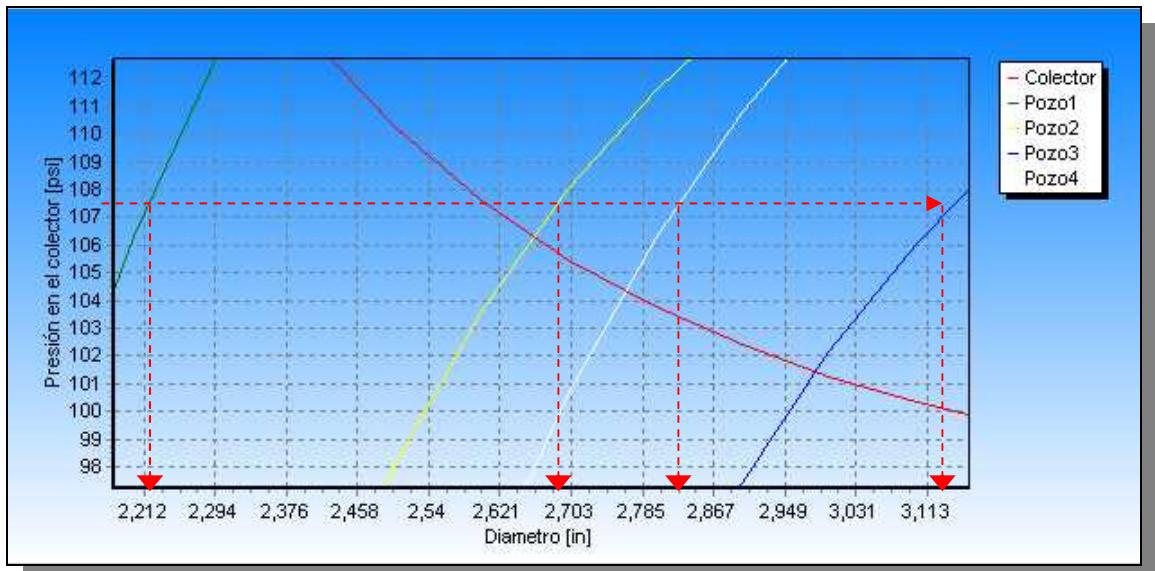
Ejemplo 3

Partiendo de un sistema igualmente planteado en el Ejemplo 2, dadas las mismas condiciones en cabeza de pozo, pero variando la presión de separador a 100 psi, se dimensionarán las líneas de tal modo que cumplan las condiciones de frontera en cabeza de pozo y separador. Entonces las propiedades del separador serán:



| Propiedad | Valor |
|-------------------------|---------|
| Temperatura [F] | 87.06 |
| Presión [psi] | 100 |
| Caudal de gas [SCF] | 28500 |
| Caudal de agua [STBD] | 3408.33 |
| Caudal de aceite [STBD] | 2850 |
| GLR [SCF/STB] | 4.55 |
| BSW [%] | 54.46 |
| GOR [SCF/STB] | 10 |

Determinando la caída de presión en la línea entre el colector y el separador partiendo de las condiciones de separador se determina un valor de 7.63 psi (mediante la evaluación de la caída de presión out flow en la tubería). Esto determina una presión en el colector de 107.63 psi. Mediante un análisis en el colector se hallan los valores de los diámetros de las líneas de descarga de cada pozo, esto es mostrado en la siguiente gráfica:



Las variaciones en los diámetros obtenidos muestra una vez más el carácter dinámico del análisis nodal desarrollado con FlowLine.