

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL ESTUDIO DEL
COMPORTAMIENTO DEL FLUJO MULTIFÁSICO CON
TRANSFERENCIA DE CALOR EN LÍNEAS DE FLUJO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Romero A., Alejandro J.
Salazar P., Dimas B.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas; Julio 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO MULTIFÁSICO CON TRANSFERENCIA DE CALOR EN LÍNEAS DE FLUJO

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Sandro Gasbarri

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Romero A., Alejandro J.
Salazar P., Dimas B.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

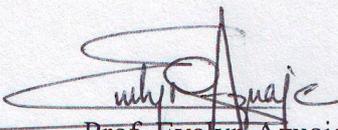
Caracas, Junio 2007

Caracas, Julio 2007

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Romero A., Alejandro J. y Salazar P., Dimas B. titulado:

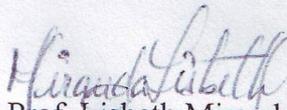
**“HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL ESTUDIO DEL
COMPORTAMIENTO DEL FLUJO MULTIFÁSICO CON TRANSFERENCIA
DE CALOR EN LÍNEAS DE FLUJO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, los declaran APROBADO.



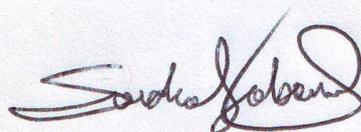
Prof. Evelyn Azuaje

Jurado



Prof. Lisbeth Miranda

Jurado



Prof. Sandro Gasbarri

Tutor Académico

A mis Padres Fernando Romero y Laura Alarcón de Romero

A mi primo Juan Calos Paiva †

Alejandro J. Romero A.

A mi Abuela María Fuentes de Salazar

A mi tía Eudis María Salazar †

Dimas Salazar

A **Dios Todopoderoso**, soy porque tu así lo quieres.

A la **Ilustre Universidad Central de Venezuela**, por ser parte de mi formación como profesional. Y a la Facultad de Ingeniería, **Escuela de Petróleo**, por brindarme la oportunidad de crecer como ingeniero de petróleo

A mi tutor académico **Prof. Sandro Gasbarri**, gracias por su asesoramiento y revisiones prestadas para la culminación de este proyecto.

A mis Padres **Fernando Romero Mazzeo** y **Laura Alarcon de Romero**, Gracias por todo, por el apoyo que me brindaron, por las ganas de que su hijo sea un persona brillante en la vida, porque sé que mi corazón la heredé de ustedes y porque son los mejores padres del mundo, GRACIAS!

A mis Hermanos **Fernando, Laura, Lorena** y **Alfredo** por ser mi ejemplo mas tácito de lo que se debe ser en la vida, y por mostrar cada uno el lado bueno de las cosa.

A mi primo **Juan Carlos** siempre llevo tu ejemplo de lo sencillo de la vida, y que todo se puede lograr con una sonrisa.

A mi gran compañero de tesis, **Dimas Salazar** por su paciencia y buen ojo clínico, para detectar problemas y tener soluciones instantáneas.

Al **Prof. Carlos Gil** por su ayuda prestada para el desarrollo en el área de PVT.

A mis amigas **Joanna Infante, Mariana Barbera** y **Gabriella Sosa**, por compartir todos los momentos y ser un verdadero punto de apoyo. Gracias por estar pendiente de mí.

A mi gente del laboratorio de Simulación, Luis, Feldriana, Aliosha, Juan, Martha, Miriam, Gustavo y Marino por aportar cada uno un poco de su conocimiento y algo al tomo que presentamos

Alejandro J. Romero A.

A **Dios Todopoderoso**, porque sin su bendición nada de esto hubiese sido posible.

A toda mi familia, en especial a mi abuela **María Fuentes de Salazar**, por todo el apoyo que me brindaron, y por que gracias a ustedes soy quien soy hoy día y me siento muy orgulloso de ello.

A **Nairoby Hidalgo**, por soportar junto a mi los momentos de alegrías y tristezas que has surgido a raíz de este trabajo y por ser un gran apoyo en estos momentos importantes de mi vida.

A mi compañero de tesis, **Alejandro Romero**, por haber compartido esta maravillosa experiencia y haber enfrentado todos los inconvenientes con una sabia sonrisa.

A los amigos del laboratorio de Simulación, **Aliosha, Feldriana, Gabriela, Martha, Miriam, Luis, Juan, Gustavo y Marino** por ser parte grata de esta experiencia y por los aportes que hicieron al presente trabajo.

A mi amiga **Angie**, gracias por el diseño de la pantalla de inicio y por el apoyo.

A todos mis amigos por haber vivido junto a mi toda esta gran experiencia que ha sido mi carrera y mi vida laboral, pues de cada uno de ustedes aprendí algo importante que me acompañará el resto de mi vida.

A mi tutor académico **Prof. Sandro Gasbarri**, por sus ideas oportunas y asesoramiento, y por todas las revisiones realizadas, ¡gracias!

Al **Prof. Carlos Gil** por el apoyo y asesoría en el desarrollo en del módulo de PVT.

A la **Ilustre Universidad Central de Venezuela**, porque en ella aprendí no sólo a ser un gran profesional sino también a ser mas humano, y a aceptar que en el mundo a pesar de nuestras diferencias podemos lograr grandes cosas si nos lo proponemos seriamente.

A todas aquellas personas que de una u otra manera colaboraron con mi carrera y con este trabajo pero que lastimosamente no he mencionado, ¡GRACIAS!

Dimas Salazar

**Romero A., Alejandro J.
Salazar P., Dimas B.**

HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO MULTIFÁSICO CON TRANSFERENCIA DE CALOR EN LÍNEAS DE FLUJO

Tutor Académico: Prof. Sandro Gasbarri.

**Tesis. Ciudad, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.
Año 2007, n° 102.**

Palabras Claves: Flujo Multifásico, Líneas De Flujo, Transferencia de Calor, Gradiente de Presión, Simulación, Diluentes.

Resumen. El presente trabajo especial de grado nace de las líneas de investigación de la Escuela de Ingeniería de Petróleo en el área de flujo multifásico, mediante la creación de una herramienta computacional que permita pronosticar de manera confiable las condiciones a través de una línea de flujo, y a su vez complementar las investigaciones anteriores en la misma área, pero enfocadas a la tubería de producción.

En principio se hizo una revisión bibliográfica sobre las distintas correlaciones de flujo multifásico existentes y transferencia de calor, a partir de las cuales se programó la herramienta computacional. Como lenguaje de programación, se utilizó Borland Delphi 7.0, escogido principalmente por su fácil manejo. La metodología desarrollada en la elaboración de la herramienta computacional, AFM, permitió la creación de dos módulos principales: uno de pérdida de presión, y otro de transferencia de calor. Para la validación de cada uno de estos módulos, se realizaron un conjunto de sensibilidades en donde se establecieron los parámetros más influyentes sobre la presión y la temperatura de salida, variables resultantes de la simulación con el Analizador de Flujo Multifásico aquí desarrollado. Asimismo, la herramienta aquí desarrollada, se comparó con un simulador comercial con la finalidad de validar el módulo de transferencia de calor.

El diseño estuvo basado en una investigación exhaustiva de los modelos utilizados para predecir el gradiente de presión y la transferencia de calor en las tuberías. Adicionalmente se incluye la posibilidad de realizar estudios de inyección de diluentes y el efecto de la radiación solar en la transferencia de calor. Esta

herramienta permitirá modelar el análisis PVT a condiciones “*in situ*”, pronosticar, los efectos y configuraciones de flujo que ocurren en la tubería.

La evaluación de las metodologías propuestas para cada caso y la construcción de diversos Diagramas de Tornado, permitió concluir que la inclinación y el diámetro interno de la tubería, son los parámetros que más influyen en la presión de salida de la línea de flujo.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.1. Problema.....	2
1.2. Objetivos y Alcance del Trabajo	2
1.2.1. Objetivo General.....	2
1.2.2. Objetivos Específicos.....	2
1.3. Justificación.....	3
1.4. Alcance	3
CAPITULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	4
2.1. Simulación.....	4
2.1.1. Etapas de un Estudio de Simulación.....	4
2.1.2. Modelos de Simulación.....	6
2.2. Gradientes de presión en tuberías.....	7
2.2.1. Cálculo de pérdidas de presión, según Beggs y Brill.....	7
2.3. Transferencia de Calor	13
2.3.1. Transferencia de Calor por Convección	14
2.3.1.1. Flujo Distribuido	16
2.3.1.2. Flujo segregado.....	17
2.3.1.3. Flujo intermitente.....	18
2.3.1.4. Flujo transitorio.....	19
2.3.2. Transferencia de Calor por Radiación	19
2.3.2.1. Radiación Solar.....	20
2.4. Inyección de Diluentes para Disminuir Caídas de Presión en crudos pesados.....	24
CAPITULO III. METODOLOGÍA	27
3.1. Revisión Bibliográfica.....	28

3.2. Revisión y Evaluación de Correlaciones y Modelos.....	28
3.3. Selección de las Correlaciones	29
3.4. Programación de la Herramienta Computacional.....	30
3.5. Verificación y Validación de la Herramienta.....	33
3.5.1. Validación con datos experimentales.....	34
3.5.2. Validación con herramientas comerciales	35
3.6. Análisis de Resultados.....	35
3.6.1. Análisis de los parámetros de pérdida de presión y transferencia de calor por convección:	35
3.6.2. Análisis en crudos pesados mediante el aporte de radiación y la inyección de diluentes.....	36
CAPÍTULO IV. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA.....	38
4.1. Requerimiento del Sistema.....	38
4.2. Descripción de “AFM versión 1.0”	39
4.3. Validación de AFM	46
4.3.1. Validación del módulo de Pérdida de Presión	46
4.3.1. Validación del módulo de transferencia de calor por convección	48
CAPÍTULO V	50
ANÁLISIS PARAMÉTRICOS.....	50
5.1 Análisis de los parámetros de pérdida de presión y transferencia de calor por convección:	50
5.1.1 Sensibilidad a la presión de salida.	50
Régimen de flujo segregado.....	50
Régimen de Flujo Intermitente	52
Régimen de Flujo Distribuido.....	54
5.1.2 Sensibilidad a la temperatura de salida.....	56
Régimen de Flujo Segregado	56
Régimen de flujo Distribuido.....	57
Régimen de flujo Intermitente	58

5.2	Análisis del aporte de la radiación y la inyección de diluentes sobre la presión de salida	59
	Efectos de radiación.....	59
	Efectos de los diluentes sobre crudos pesados y extrapesados.....	60
	CONCLUSIONES	63
	RECOMENDACIONES	64
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	65
	NOMENCLATURA	70
	GLOSARIO	76
	ANEXO A. <i>Revisión del estado del arte en flujo multifásico y transferencia de calor</i>	78
	ANEXO B. <i>Conceptos Básicos</i>	83
	ANEXO C. <i>Correlaciones PVT</i>	88
	ANEXO D. <i>Predictor de Temperaturas</i>	97
	ANEXO E. <i>Datos de Validación y Resultados del análisis Paramétrico</i>	99

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pag.
Figura 2.1: Ejemplos de Simulación.....	4
Figura 2. 2: Patrones de Flujo.....	9
Figura 2.3: Transmisión de Calor por Convección.....	14
Figura 2. 4: Mapas de Flujo Beggs y Brill (Modificado por los autores).....	19
Figura 2 5: Espectro de Frecuencias.....	20
Figura 3.1: Esquema de Metodología de Trabajo.....	27
Figura 3. 2: Diagrama de Flujo de la Herramienta desarrollada.....	31
Figura 4.1: Icono de Acceso.....	39
Figura 4. 2: Pantalla de Inicio.....	39
Figura 4.3: Pantalla Principal.....	40
Figura 4.4: Menú Archivo.....	40
Figura 4.5: Ventana de Problema.....	41
Figura 4.6: Pestaña Datos Generales.....	41
Figura 4.7: Pestaña Petróleo, Gas, Agua y Diluyente.....	42
Figura 4.8: Pestaña Línea de Flujo – Sección Recta.....	42
Figura 4.9: Botón “Resolver”.....	43
Figura 4. 10: Culminación del cálculo.....	43
Figura 4. 11: Tabla de Resultados.....	44
Figura 4. 12: Sección principal del reporte de Datos exportados a Excel.....	45
Figura 4. 13: Reporte de resultados en tablas exportadas a Excel.....	45
Figura 4. 14: Ejemplo de las gráficas obtenidas en AFM.....	46
Figura 5.1: Presión de Salida – Flujo Segregado.....	50
Figura 5.2: Presión de Salida – Flujo Intermitente.....	53
Figura 5.3: Presión de Salida – flujo Distribuido.....	54
Figura 5.4: Temperatura de Salida- Flujo Segregado.....	57
Figura 5.5: Temperatura de Salida – Flujo Distribuido.....	58
Figura 5.6: Temperatura de Salida – Flujo Intermitente.....	59

Figura 5.7: Sensibilidad de presión de salida para diferentes diluentes.	61
Figura 5.8: Efecto del porcentaje de diluentes en la presión de salida de la tubería .	62
Figura B. 1: Tipos de Flujo.....	85
Figura B. 2: Diagrama de Baker 1954	86
Figura B. 3: Diagrama de Madhane, Gregory Aziz 1974	86
Figura D 1: Utilización del solver de Excel, para la distribución de temperaturas ..	98
Figura D 2: Distribución de Temperaturas en la ciudad de Caracas	98

ÍNDICE DE TABLAS

	Pag.
Tabla 2 1: Constantes para el cálculo de $H(0)$	10
Tabla 2 2: Constante para el cálculo de C	11
Tabla 2. 3: Constantes para el cálculo de la transmitancia	23
Tabla 3. 1: Datos Experimentales para validar la pérdida de presión.....	34
Tabla 3. 2: Datos base para la construcción del Diagrama de Tornado.....	36
Tabla 3. 3: Datos base para la opción de Radiación y de inyección de diluentes.....	37
Tabla 4. 1: Resultados AFM vs datos experimentales sin transferencia de Calor....	47
Tabla 5. 1: Sensibilidad de presión y temperatura a diferentes horas del día	59
Tabla C. 1: Rango requerido de los datos para emplear las correlaciones de Standing.....	89
Tabla C. 2: Rango requerido de los datos para emplear las correlaciones de Beggs y Robinson.....	91
Tabla C. 3: Valores de los coeficientes a_1, a_2, a_3 correspondientes a cada A_i, E_c B15-B16	92
Tabla C. 4: Rango de aplicación de la correlación de Lee, A.L., González, M.H y Eakin, B.E.	96
Tabla E.1: Datos Experimentales.....	99
Tabla E.1: Datos Experimentales (Continuación)	100
Tabla E.2: Datos Bases	101
Tabla E.3: Resultados de las simulaciones en AFM.....	101
Tabla E.4: Diferencias en las simulaciones entre AFM y el caso base	102
Tabla E.5: Diferencias en porcentaje entre AFM respecto el caso base.....	102

INTRODUCCIÓN

Durante los últimos 60 años numerosos autores se han dedicado al estudio del comportamiento de flujo multifásico en tuberías. Como resultado de estos trabajos se han identificado diversos patrones de flujo que dependen fundamentalmente de las velocidades y las propiedades físicas de los fluidos. Con la inclusión de estos parámetros se ha podido determinar con mayor exactitud las pérdidas de presión.

Es importante resaltar que las propiedades de los fluidos varían no solo con la presión sino también con la temperatura, por lo cual, el no incluir los fenómenos térmicos puede originar errores en la predicción del comportamiento del flujo, especialmente en los crudos pesados en los cuales se generan variaciones considerables de la viscosidad. En este caso se hace indispensable incluir el efecto de la inyección de diluentes para aumentar la movilidad del crudo.

Realizar un cálculo preciso que incluya ambos efectos implica cálculos iterativos y complejos, lo cual hace recomendable la automatización de estos. La mejor opción es el desarrollo de una herramienta computacional que facilite al ingeniero el estudio del comportamiento de los fluidos en la línea de flujo.

En el siguiente trabajo se presentó una revisión de la metodología utilizada para el estudio del comportamiento del flujo multifásico en las líneas de flujo, incorporando los efectos de la transferencia de calor. Se incluyó también, la metodología utilizada para el desarrollo de una herramienta computacional que contenga los puntos antes mencionados.

Para la caracterización de pérdida de presión se utilizó el modelo de Beggs y Brill (1991), Inyección de Diluentes por Argiller et al (2005), Transferencia de calor por convección Zhang et al (2004) y radiación por Hottel (1976), sin embargo, es importante recalcar que no existe un método de predicción robusto para todas las posibles condiciones de operación en sistemas multifásico.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Problema

Desarrollar la línea de investigación de la Universidad Central de Venezuela, en el área de flujo multifásico, mediante la creación de una herramienta computacional que permita pronosticar de manera confiable las condiciones a través de una línea de flujo, y a su vez complementar las investigaciones anteriores en la misma área, pero enfocadas a la tubería de producción.

1.2. Objetivos y Alcance del Trabajo

1.2.1. Objetivo General

Desarrollar una aplicación para pronosticar e identificar el comportamiento del flujo multifásico en líneas de flujo, tomando en cuenta la transferencia de calor.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Estudiar el estado del arte de correlaciones de flujo multifásico y transferencia de calor en líneas de flujo.
- Estudiar el efecto de las irregularidades del terreno en el trayecto de la tubería.
- Incorporar el efecto de inyección de diluentes en la entrada de la línea.
- Modelar la variación de temperaturas en las principales ciudades productoras de Venezuela.
- Desarrollar un algoritmo de solución simultánea de caídas de presión, transferencia de calor y patrones de flujo.
- Realizar un análisis de sensibilidades para los principales parámetros: temperatura y presión a la entrada de la línea, temperatura ambiente, tasa de gas, tasa de líquido, gravedad API, gravedad específica del gas; longitud, diámetros

e inclinación de tubería, número de divisiones a segmentar la tubería, diluentes y radiación.

1.3. Justificación

Dado que no existe un método de predicción robusto para todas las posibles condiciones de operación en sistemas multifásicos, se hace necesaria la creación de un sistema que se adapte a los requerimientos particulares de los campos venezolanos que las herramientas comerciales no poseen.

1.4. Alcance

- Factores que determinan los regímenes de flujo.
- Estimación de fracción líquida en la línea de flujo, “*hold up*”.
- Determinación de los regímenes de flujo a lo largo de la tubería.
- Pronóstico de temperatura, para cualquier parte de Venezuela.
- Obtener la transferencia de calor por convección y radiación.
- Incluir las irregularidades del terreno en el trayecto de la tubería.
- Efectos de inyección de diluentes, para crudo pesado.
- Obtención las caídas de presión.
- Análisis de sensibilidades de los factores que afectan el flujo.

CAPITULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1.Simulación^[36]

La simulación es reproducir el ambiente y las variables (rasgos, apariencia, características, contexto) de un sistema real. Es imitar una situación del mundo real en forma matemática. Thomas H. Naylor y R. Bustamante la definen así: "Simulación es una técnica numérica para conducir experimentos en una computadora digital. Estos experimentos comprenden ciertos tipos de relaciones matemáticas y lógicas, las cuales son necesarias para describir el comportamiento y la estructura de sistemas complejos del mundo real a través de largos periodos de tiempo". En la Figura 2.1 podemos observar algunos ejemplos de simulación.

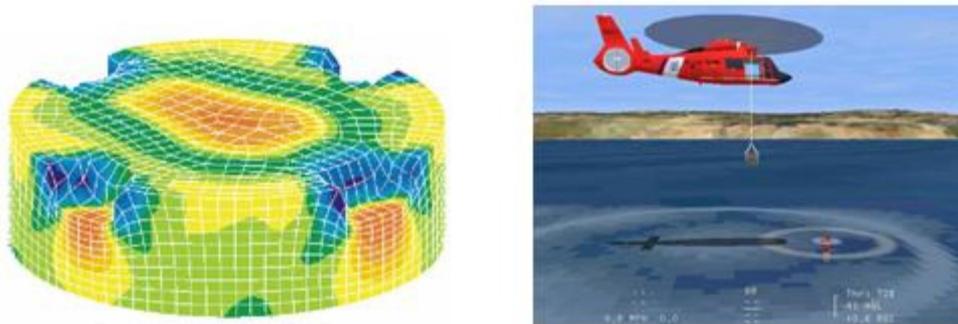


Figura 2.1: Ejemplos de Simulación

2.1.1. Etapas de un Estudio de Simulación ^{[36],[37],[38]}

Definición del sistema: Para tener una definición exacta del sistema que se desea simular, es necesario hacer primeramente un análisis preliminar del mismo, con el fin de determinar la interacción con otros sistemas, las restricciones del sistema, las variables que interactúan dentro del sistema y sus interrelaciones, las medidas de

efectividad que se van a utilizar para definir y estudiar el sistema y los resultados que se esperan obtener del estudio.

Formulación del modelo: Una vez definidos con exactitud los resultados que se esperan obtener del estudio, se define y construye el modelo con el cual se obtendrán los resultados deseados. En la formulación del modelo es necesario definir todas las variables que forman parte de él, sus relaciones lógicas y los diagramas de flujo que describan en forma completa el modelo.

Colección de datos: Es importante que se definan con claridad y exactitud los datos que el modelo va a requerir para producir los resultados deseados.

Implementación del modelo en la computadora: Con el modelo definido, el siguiente paso es decidir si se utiliza algún lenguaje como el fortran, algol, lisp, etc., o se utiliza algún paquete como GPSS, simula, simscript, etc., para procesarlo en la computadora y obtener los resultados deseados.

Validación: A través de esta etapa es posible detallar deficiencias en la formulación del modelo o en los datos alimentados al modelo. Las formas más comunes de validar un modelo son:

- La opinión de expertos sobre los resultados de la simulación.
- La exactitud con que se predicen datos históricos.
- La exactitud en la predicción del futuro.
- La comprobación de falla del modelo de simulación al utilizar datos que hacen fallar al sistema real.
- La aceptación y confianza en el modelo de la persona que hará uso de los resultados que arroje el experimento de simulación.

Experimentación: La experimentación con el modelo se realiza después que éste haya sido validado. La experimentación consiste en generar los datos deseados y en realizar un análisis de sensibilidad de los índices requeridos.

Interpretación: En esta etapa del estudio, se interpretan los resultados que arroja la simulación y con base a esto se toma una decisión. Es obvio que los resultados que se obtienen de un estudio de simulación ayuda a soportar decisiones del tipo semi-estructurado.

Documentación: Dos tipos de documentación son requeridos para hacer un mejor uso del modelo de simulación. La primera se refiere a la documentación del tipo técnico y la segunda se refiere al manual del usuario, con el cual se facilita la interacción y el uso del modelo desarrollado.

2.1.2. Modelos de Simulación ^{[5],[21]}

Un modelo es un patrón, plan, representación o descripción diseñada para mostrar la estructura de un objeto, sistema o concepto. Existen diversos tipos de modelos, entre los cuales podemos mencionar los modelos empíricos y mecanicistas.

Los modelos empíricos son modelos que nacen de los datos obtenidos de instalaciones de prueba de laboratorio, tales como: características físicas del gas y el líquido, caudales volumétricos de las fases, las presiones de entrada y salida de la tubería, el diámetro y la inclinación, etc. Los datos de campo también son incorporados a veces en el sistema.

Los modelos mecanicistas, también llamados heurísticos, son modelos mecánicos que toman en consideración los mecanismos físicos implicados en los procesos. Para lograr estos modelos se requiere un acercamiento experimental y teórico colectivo, haciendo uso de instalaciones sofisticadas para la medida de variables cruciales.

Existe un tercer tipo de modelo correspondiente a los modelos unificados, los cuales toman lo mejor de los modelos empíricos y heurísticos, dándole mayor aplicabilidad en comparación con los modelos anteriores usado por separados.

2.2. Gradientes de presión en tuberías^[6]

Es la variación de la presión por unidad de longitud. Para el caso de flujo de fluidos en tuberías existen 3 tipos de gradientes de presión, los cuales son:

Gradiente de presión por fricción: es debida a los esfuerzos cortantes desarrollados en la pared de la tubería por causa de la viscosidad de los fluidos.

Gradiente de presión por gravedad: depende esencialmente de la densidad de la mezcla, y es debida a los cambios de elevaciones y la acción de la gravedad.

Gradiente de presión por aceleración: es debido a que la energía cinética del fluido se incrementa cuando el fluido acelera.

Entre los factores que afectan el gradiente de presión podemos encontrar los siguientes ^{[11],[4]}:

- Propiedades hidrodinámicas de los fluidos
- Diámetro de la tubería
- Velocidad superficial del las fases.
- La velocidad de la mezcla:
- Fracción Volumétrica sin deslizamiento.
- Patrones de flujo.

Para mayor información sobre estos factores, consultar los anexos B y C.

2.2.1. Cálculo de pérdidas de presión, según Beggs y Brill^{[4][5][12][18][20]}

En flujo multifásico, se han desarrollado gran cantidad de correlaciones para flujo horizontal, vertical e inclinado. Las correlaciones de Beggs y Brill (1991), son de las pocas correlaciones publicadas capaces de manejar una gran gama de condiciones de flujo que se pueden encontrar en operaciones petróleo y gas, tales como flujo ascendente, en declive, horizontal, inclinado y vertical.

Esta correlación fue desarrollada con datos experimentales obtenidos en un banco de prueba de escala pequeña, el cual consistía en el uso de tubería de diámetros de una a una y media pulgada, y de 90 pies de largo, la cual podía variarse la inclinación a cualquier ángulo. Los fluidos utilizados para el estudio fueron agua y aire.

En este modelo el primer paso es determinar el patrón apropiado del flujo (segregado, intermitente, distribuido o transitorio), mediante la combinación particular de la fracción líquida sin deslizamiento y el número de Froude. Esta metodología comienza con el cálculo de las velocidades de flujo de cada una de las fases:

$$V_{SG} = \frac{Q_G}{A} \quad (\text{Ec 2.1})$$

$$V_{SL} = \frac{Q_L}{A} \quad (\text{Ec 2.2})$$

Donde Q_L y Q_G son las tasas volumétricas a condiciones de presión y temperatura en el punto:

$$Q_G = (Q_{Gsc} - Q_{Lsc} * R_S) * B_G \quad (\text{Ec 2.3})$$

$$Q_O = Q_{Osc} * B_O \quad (\text{Ec 2.4})$$

Donde:

B_O , B_G y R_S son las propiedades PVT de los fluidos (Ver Anexo C)

La velocidad de la mezcla: es la suma de las velocidades superficiales.

$$V_M = V_{SL} + V_{SG} \quad (\text{Ec 2.5})$$

Fracción Volumétrica sin deslizamiento: es la relación entre el caudal de líquido y el caudal total en la tubería, no se considera deslizamiento.

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_G} \quad (\text{Ec 2.6})$$

Se calculan las constantes L para determinar el tipo de flujo mediante las siguientes ecuaciones:

$$L_1 = 316 * \lambda_l^{0.302} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

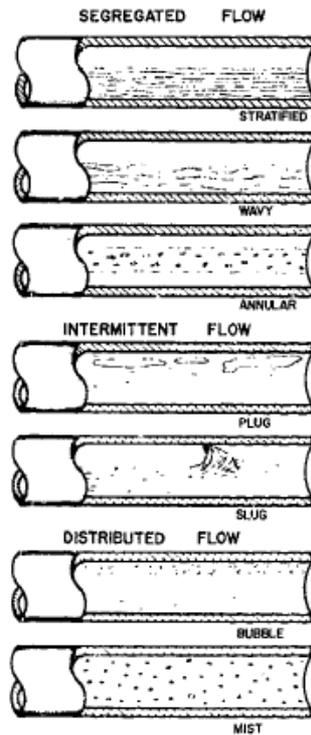
$$L_2 = 0.0009252 * \lambda_l^{-2.4684} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

$$L_3 = 0.1 * \lambda_l^{-1.4516} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

$$L_4 = 0.5 * \lambda_l^{-6.738} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Se define el tipo de flujo dependiendo del rango en que se encuentren el número de Froude y la fracción líquida sin deslizamiento:

Beggs y Brill (1973) sugieren Cuatro grandes grupos de tipos básicos de flujo, definidos en el Anexo B:



Segregado:

Si $\lambda_l < 0.01$ y $N_{Fr} < L_1$

O $\lambda_l \geq 0.01$ y $N_{Fr} < L_2$

Transitorio:

Si $\lambda_l \geq 0.01$ y $L_2 < N_{Fr} < L_3$

Intermitente:

Si $0.01 \leq \lambda_l < 0.04$ y $L_3 < N_{Fr} \leq L_1$

O $\lambda_l \geq 0.04$ y $L_3 < N_{Fr} \leq L_2$

Distribuido:

Si $\lambda_l < 0.04$ y $N_{Fr} \geq L_1$

O $\lambda_l \geq 0.04$ y $N_{Fr} > L_4$

Figura 2. 2: Patrones de Flujo [12]

Una vez calculado el tipo de flujo se procede a calcular el “*hold-up*” horizontal $H(0)$, y luego, si la tubería esta inclinada , se corrige por inclinación.

$$H_L(0) = \frac{a * \lambda_l^b}{N_{Fr}^c} \tag{Ec. 2.11}$$

donde las constantes a, b y c dependen del régimen de flujo en que se encuentre, como se muestra en la Tabla 2.1:

Tabla 2 1: Constantes para el cálculo de $H(0)$ [12],[18]

Tipo 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

Para el flujo en estado transitorio, el “*Hold up*” se calcula de la siguiente manera:

$$H_L(0)_{Transitorio} = A * H_L(0)_{Segregado} + B * H_L(0)_{Intermitente} \tag{Ec. 2.12}$$

donde:

$$A = \frac{L_3 - N_{Fr}}{L_3 - L_2} \tag{Ec. 2.13}$$

$$B = 1 - A \tag{Ec. 2.14}$$

Cuando la tubería no se encuentra en posición horizontal se calcula el factor empírico P_{si} :

$$\Psi = 1 + C \left[\sin(1.8 * \theta) - \frac{1}{3} * \sin^3(1.8 * \theta) \right] \tag{Ec. 2.15}$$

donde el valor de C depende del patrón de flujo en el que se encuentre y de la dirección (colina arriba o abajo) que posea el fluido.

El parámetro C se define como:

$$C = (1 - \lambda_i) * \ln(e * \lambda_i^f * N_{Lv}^g * N_{Fr}^h) \tag{Ec. 2.16}$$

Los valores de e, f, g y h se obtienen de la tabla 2.2:

Tabla 2 2: Constante para el cálculo de C ^{[4],[12],[18]}

	Tipo de flujo	E	F	G	H
Colina Arriba (Subida)	Segregado	0.011	-3.378	3.539	-1.614
	Intermitente	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
	Distribuido		$\Psi = 1$		
Colina abajo (bajada)	Todos los flujos	4.7	-0.3692	0.1244	-0.5056

El “*hold up*” *corregido* se calcula por:

$$H_L(\theta) = H_L(0) * \Psi \tag{Ec. 2.17}$$

Se calcula el parámetro “y”:

$$y = \frac{\lambda_i}{(H_L(\theta))^2} \tag{Ec. 2.18}$$

Ahora bien, si $1 < y < 1.2$, entonces:

$$S = \ln(2.2y - 1.2) \tag{Ec. 2.19}$$

En caso contrario, S se calcula de la siguiente manera:

$$S = \frac{\ln(y)}{-0.523 + 3.182 \ln y - 0.8725(\ln y)^2 + 0.01853(\ln y)^4} \tag{Ec. 2.20}$$

El **factor de fricción** es calculado de la siguiente manera:

$$\frac{F_{tp}}{F_{ns}} = e^S \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Donde:

$$F_{ns} = [2 \log\left(\frac{\text{Re}_M}{4.5223 \log(\text{Re}_M) - 3.8215}\right)]^{-2} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

Despejando de la Ec. 2.21, se calcula el Factor de Fricción mediante la siguiente expresión:

$$F_{tp} = e^S * F_{ns} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

El **Gradiente de Presión Total**, viene dado por:

$$\frac{dP}{dZ} = \frac{g \sin \phi [\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)] + \frac{F_{tp} G_m v_m}{2d}}{1 - \frac{[\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)] v_m v_{sg}}{P}} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Gradiente de fricción:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{fric} = \frac{f_{tp} G_m v_m}{2d} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

Gradiente de presión de gravedad

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{grav} = g * [\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)] \sin \phi \quad (\text{Ec. 2.26})$$

Gradiente de presión por aceleración

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{ace} = -\frac{\rho_{tp} v_m v_{sg}}{p} \frac{dp}{dZ} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

En nuestro trabajo excluimos el termino de la constante gravitacional utilizado en la forma original del modelo de Beggs y Brill debido a que genera errores en el análisis dimensional.

2.3. Transferencia de Calor ^[34]

Es el proceso por el cual tiene lugar el intercambio de energía. Siempre que exista un gradiente de temperatura en un sistema, o cuando se ponen en contacto dos sistemas a diferentes temperaturas, se transfiere energía.

Existen tres tipos de transmisión de calor:

Conducción ^{[33], [34]}: fue propuesta en 1822 por el científico francés J. B. J. Fourier. En los sólidos, la única forma de transferencia de calor es la conducción. Si se calienta un extremo de una varilla metálica, de forma que aumente su temperatura, el calor se transmite hasta el extremo más frío por conducción. No se comprende en su totalidad el mecanismo exacto de la conducción de calor en los sólidos, pero se cree que se debe, en parte, al movimiento de los electrones libres que transportan energía cuando existe una diferencia de temperatura. Esta teoría explica por qué los buenos conductores eléctricos también tienden a ser buenos conductores del calor.

Convección ^[34]: Si existe una diferencia de temperatura en el interior de un líquido o un gas, es casi seguro que se producirá un movimiento del fluido. Este movimiento transfiere calor de una parte del fluido a otra.

Radiación ^[33]: Es la energía emitida por la materia en forma de ondas electromagnéticas (o fotones), como resultado de los cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas. En lo que respecta a la transferencia de calor es de interés la radiación térmica o forma de radiación emitida por los cuerpos debido a su temperatura. La radiación térmica suele corresponder a la banda de frecuencias del infrarrojo.

Estos tres procesos pueden tener lugar simultáneamente y puede ocurrir que uno de los mecanismos predomine sobre los otros dos. En el presente Trabajo Especial de Grado, sólo se consideran los efectos de **Convección** y **Radiación**.

2.3.1. Transferencia de Calor por Convección ^{[10],[33]}

El calor por convección se calcula utilizando los modelos homogéneos deducidos por *Zhang et al*^[33]. A medida que los fluidos van fluyendo a través de la tubería y la temperatura del ambiente es mas fría que la de los fluidos, ocurre una baja de temperatura en los fluidos.

En la figura 2.3 se muestra un segmento de tubería dl de diámetro interno d_{id} por el cual corre un solo fluido con densidad ρ y calor específico C_p . T_{B1} es la temperatura de entrada y T_{B2} es la de salida, v es la velocidad del fluido y q es el flujo de calor al ambiente.

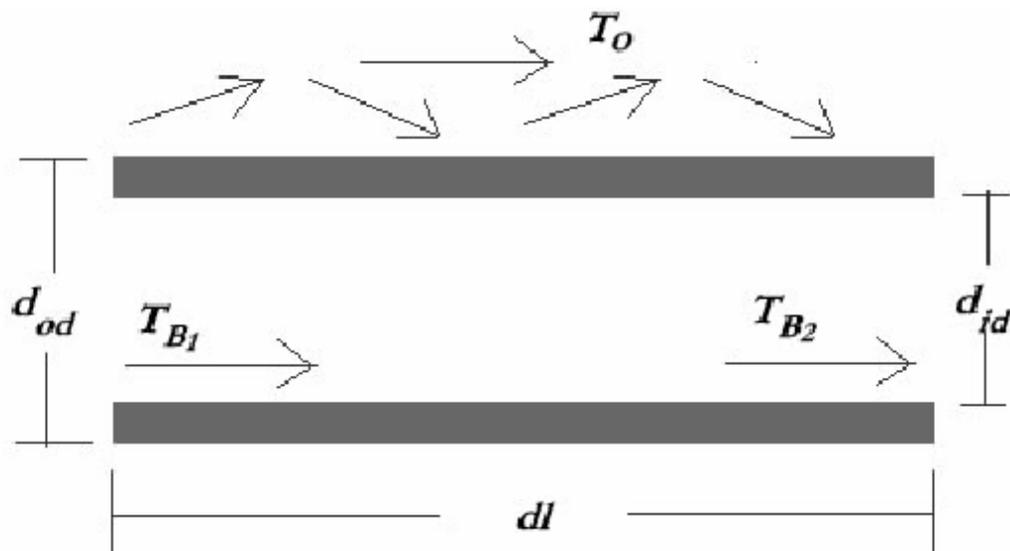


Figura 2.3: Transmisión de Calor por Convección ^[10]

La pérdida de calor del fluido en el segmento de tubería es igual al calor transferido hacia ambiente.

El cálculo de la transferencia de calor por convección parte de la siguiente expresión:

$$(T_{B1} - T_{B2})vA\rho c_p = q\pi d_i dl \quad (\text{Ec. 2.28})$$

Despejando los diferenciales de temperaturas y longitud, se obtiene:

$$\frac{\partial T_B}{\partial l} = - \frac{q \pi d_i}{vA \rho c_p} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

La transferencia de calor se define como:

$$q = U(T_B - T_O) \quad (\text{Ec. 2.30})$$

Quedando:

$$\frac{\partial T_B}{\partial l} = - \frac{4U(T_B - T_O)}{d_i v \rho c_p} \quad (\text{Ec. 2.31})$$

donde:

T_B Temperatura de los fluidos

T_O Temperatura del ambiente

Para resolver la ecuación anterior necesitamos conocer U, donde U es el coeficiente de transferencia de calor total y se define como:

$$U = \frac{1}{\frac{1}{h} + \frac{d_i}{2k_p} \ln \frac{d_o}{d_i} + \frac{d_i}{h_o d_o}} \quad (\text{Ec. 2.32})$$

donde:

d_o Diámetro externo

h Coeficiente convectivo de transferencia de calor de los fluidos

h_o Coeficiente convectivo de transferencia de calor del ambiente

K_p Conductividad térmica de la tubería

Considerando flujo homogéneo, *el coeficiente convectivo de transferencia de calor bifásico de la mezcla*, se determina de la siguiente manera:

$$h_M = \frac{Nu_M * K_L}{d_i} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

donde:

- Nu_m número bifásico de Nusselt
- K_L conductividad térmica de mezcla
- d_i diámetro interno de la tubería

El Número de Nusselt ^{[10],[34]} representa la relación que existe entre el calor transferido por convección a través del fluido y el que se transferiría si sólo existiese conducción. Para cada tipo de flujo tenemos correlaciones de número de Nusselt que modelan el fenómeno de manera más precisa y confiable. El desarrollo de la transferencia de calor es tratado como un modelo homogéneo, donde las propiedades físicas de los fluidos son calculados como mezcla, y son ajustados dependiendo del tipo de flujo. El cálculo de número de Nusselt depende directamente del valor del número de Reynolds.

2.3.1.1. Flujo Distribuido ^[10]

En el flujo distribuido al menos una de las fases es continua, y la fase discontinua se comporta como pequeñas gotas o burbuja dependiendo del caso. Para valores de Reynolds menores de 2300 se considera flujo laminar y el número de Nusselt bifásico es una constante de acuerdo a **Shah y London**^[16]:

$$Nu_M = 3.657 \quad (\text{Ec. 2.34})$$

Para flujo turbulento, o Reynolds mayor a 2300, se usa la correlación de **Petukhof**^[17]:

$$Nu_M = \frac{\left(\frac{F_{tp}}{2}\right) * Re_M * Pr_M}{1.07 + 12.7 \sqrt{\frac{F_{tp}}{2} (Pr_M^{2/3} - 1)}} \left(\frac{\mu_l}{\mu_{lw}}\right)^{0.25} \quad (\text{Ec. 2.35})$$

donde:

F_{tp}	factor de fricción
Re_M	número de Reynolds de la mezcla
Pr_M	número de Prandtl de la mezcla
μ_l	viscosidad del líquido
μ_{lw}	viscosidad del líquido en contacto con la tubería

2.3.1.2. Flujo segregado ^[10]

Para flujo segregado, ambas fases son continuas, por lo cual son tratadas separadamente. Dependiendo del número de Reynolds de cada una de las fases se hace uso de diversas ecuaciones, según el régimen de flujo (laminar ó turbulento).

Para el caso del gas y de acuerdo a **Shah y London** ^[26], para flujo laminar, el número de Nusselt es un valor constante

$$Nu_G = 3.657 \quad (\text{Ec. 2.36})$$

Y para régimen turbulento, se utiliza la correlación de **Dittus y Boelter** ^[17]:

$$Nu_G = 0.023 * Re_G^{0.8} * Pr_G^{0.3} \quad (\text{Ec. 2.37})$$

donde:

Re_G	número de Reynolds del gas.
Pr_G	número de Prandtl del gas.

En el caso de líquido en flujo laminar, para calcular el Número de Nusselt se utiliza un promedio entre el valor máximo de Nusselt para líquido y el valor mínimo de gas, recomendados por **Zhang** ^[10], el cual dependerá de la altura de fluido que ocupa en la tubería, y viene dado por la ecuación:

$$Nu_M = 3.657 + \frac{7.541 - 3.657}{0.5} (0.5 - \delta) \quad (\text{Ec. 2.38})$$

Y para flujo turbulento, se utiliza la correlación de **Petukhof**^[9]:

$$Nu_M = \frac{\left(\frac{F_{tp}}{2}\right) * Re_M * Pr_M}{1.07 + 12.7 \sqrt{\frac{F_{tp}}{2} (Pr_M^{2/3} - 1)}} \left(\frac{\mu_l}{\mu_{lw}}\right)^{0.25} \quad (\text{Ec. 2.39})$$

donde:

- F_{tp} factor de fricción
- Re_M número de Reynolds de la mezcla
- Pr_M número de Prandtl de la mezcla
- μ_l viscosidad del líquido
- μ_{lw} viscosidad del líquido en contacto con la tubería

2.3.1.3. Flujo intermitente^[10]

En el flujo intermitente debido a la discontinuidad de la fase gaseosa, es el flujo más difícil de evaluar.

Para el número de Nusselt bifásico se trabaja con la correlación de **Kago**^[19], la cual tiene un buen comportamiento para números de Reynolds desde 300 hasta 300000 basado en la consideración que la transferencia de calor dependerá sólo del flujo líquido.

$$Nu_M = (0.021 Re_L^{0.8} + 4.5) * Pr_L^{\frac{1}{3}} \left(\frac{\mu_L}{\mu_{LW}}\right)^{0.14} * (1 + 0.3e^{(-0.5*(Fr_L-2)^2)}) \quad (\text{Ec. 2.40})$$

donde

- F_{tp} factor de fricción
- Re_l número de Reynolds del líquido
- Pr_l número de Prandtl del líquido
- μ_l viscosidad del líquido
- μ_{lw} viscosidad del líquido en contacto con la tubería
- Fr_l número de Froude del líquido.

2.3.1.4. Flujo transitorio

En la actualidad no se ha desarrollado ninguna correlación para el cálculo de la transferencia de calor en flujo transitorio, sin embargo al revisar los mapas de flujo comparativos entre las correlaciones de Beggs y Brill de 1973 y las correlaciones corregidas de Beggs y Brill de 1991 (ver Figura 2.4), se puede observar que el flujo transitorio en su mayoría, corresponde a lo que otros autores denominan flujo segregado; por lo tanto se utilizará como aproximación para el caso de flujo transitorio las definiciones de flujo segregado.

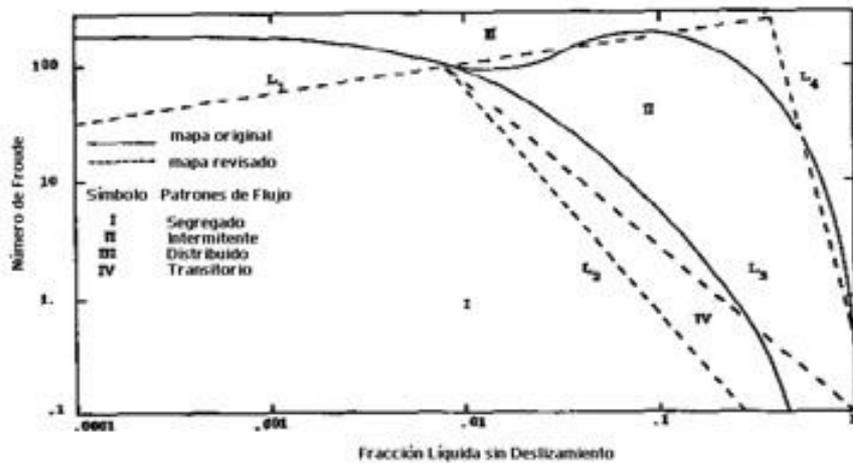


Figura 2. 4: Mapas de Flujo Beggs y Brill^[41] (Modificado por los autores)

2.3.2. Transferencia de Calor por Radiación^[34]

La transferencia de calor por radiación emitida por los cuerpos, es debido a su temperatura y suele corresponder a la banda de frecuencias de rayos infrarrojos.

La figura 2.5, muestra un espectro de frecuencia en donde se aprecia los diferentes tipos de ondas, observándose que los rayos infrarrojos son captados a frecuencias que oscilan entre 10^{12} y 10^{14} hertz.

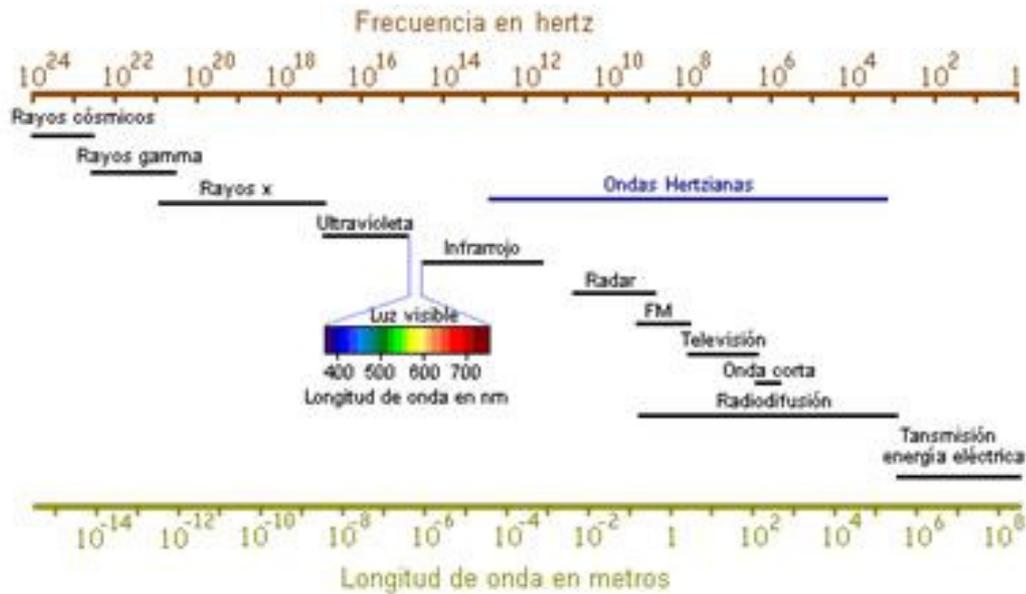


Figura 2 5: Espectro de Frecuencias ^[1]

2.3.2.1. Radiación Solar ^{[1] [7],[25],[31]}

Es la energía recibida desde el Sol. Al atravesar la atmósfera, la radiación solar, sufre fuertes variaciones como consecuencia del filtrado que las diferentes capas atmosféricas llevan a cabo debido a tres causas: la reflexión, la absorción y la difusión de la energía. Ejemplo de esto, es la reflexión que provoca el ozono en la mayor parte de la radiación de onda corta y la absorción de energía producida por los gases atmosféricos sobre todo el vapor de agua.

Por lo anteriormente mencionado, la radiación solar que llega a la superficie terrestre queda enmarcada en dos enunciados según haya sido su paso a través de la atmósfera:

- **Radiación solar directa:** es aquella que alcanza un punto de la superficie terrestre sin haber sido absorbida o reflejada.
- **Radiación solar difusa:** es aquella que llega al nivel del suelo después de haber sido reflejada o re-radiada

Para poder calcular la radiación que incide directamente del sol, es necesario definir la ubicación geográfica, la posición del sol y la posición de la tubería con respecto al sol (ángulo cenital).

Ángulo horario ^[25]: es el ángulo que se forma entre la proyección de los rayos solares en el plano ecuatorial y el meridiano local

$$\omega_1 = \frac{(-\pi / 2) * (h - 12)}{h_{salida} - 12} \quad (\text{Ec. 2.41})$$

$$\omega_2 = \frac{(\pi / 2) * (h - 12)}{h_{puesta} - 12} \quad (\text{Ec. 2.42})$$

Donde:

h hora (entre la hora de salida del sol y las 12 m)
 h_{salida} hora de salida del sol
 h_{puesta} hora de puesta del sol

Declinación solar ^[23]: es el ángulo formado entre la dirección de los rayos solares y el polo norte.

$$\delta = 0.409279 * \text{sen}[2\pi(284 + n)/365] \quad (\text{Ec. 2.43})$$

donde

n número del día del año (entre 1 – 365)

Latitud ^[15]: coordenada geográfica del lugar en estudio.

Ángulo cenital ^[25]: Es el ángulo formado por la dirección de los rayos solares y la vertical

$$\cos \theta_z = \text{sen} \phi * \text{sen} \delta + \cos \phi * \cos \delta * \cos \omega \quad (\text{Ec. 2.44})$$

donde:

θ ángulo cenital
 ϕ latitud
 δ declinación solar
 ω ángulo horario

Método de día claro de Hottel^[2]: se utiliza para la estimación de la irradiación solar directa. La ecuación empírica de Hottel, es válida hasta los 2.500 m de altura con una visibilidad de 23 Km, e incluye tres coeficientes cuyos valores dependen de la altitud del lugar y de cuatro posibles tipos de clima. En aquellas regiones donde no existe una marcada diferencia entre inviernos y veranos (latitudes entre el Ecuador y los Trópicos) puede seleccionarse el tipo de clima "*Tropical*". Entre los trópicos y los polos la diferenciación entre invierno y verano aumenta sustancialmente y deben emplearse las opciones "*Verano de Latitud Media*" e "*Invierno de Latitud Media*" según la época del año. Para latitudes próximas a los círculos polares puede emplearse el tipo de clima "*Verano Subártico*".

En su método, Hottel, hace uso de las correlaciones para la estimación de la radiación difusa propuestas por Lui y Jordan (1960). Estas correlaciones incluyen el cálculo de la transmitancia solar, de la siguiente manera:

$$\tau_b = a_0 + a_1 * e^{\left(\frac{-k}{\cos \theta_z}\right)} \quad (\text{Ec. 2.45})$$

Donde:

θ_z ángulo cenital

“ a_0 ”, “ a_1 ” y “ k ” valores ajustados empíricamente mediante las siguientes ecuaciones:

$$a_0 = r_0 [0.4237 - 0.00821(6 - A)^2] \quad (\text{Ec. 2.46})$$

$$a_1 = r_1 [0.5055 + 0.00595 * (6.5 - A)^2] \quad (\text{Ec. 2.47})$$

$$k = r_k [0.2711 - 0.01858 * (2.5 - A)^2] \quad (\text{Ec. 2.48})$$

A altura sobre el nivel del mar

Las constantes r_0 , r_1 , r_k dependen del tipo de clima y localización en la que se encuentre. El valor de cada una de ellas, se puede apreciar a continuación en la tabla 2.3.

Tabla 2. 3: Constantes para el cálculo de la transmitancia ^[2]

Tipo de clima	r_0	r_1	r_k
1: Tropical	0.95	0.98	1.02
2: Verano, Latitud media	0.97	0.99	1.02
3: Verano, sub - artico	0.99	0.99	1.01
4: Invierno	1.03	1.01	1.00

Siguiendo con lo propuesto por Lui y Jordan, se tiene el cálculo de la radiación extraterrestre, por medio de la siguiente expresión:

$$G_{ON} = G_{SC} \left(1 + 0.033 \cos \frac{2\pi}{365} n \right) \quad (\text{Ec. 2.49})$$

Donde:

G_{ON} irradiación extraterrestre

G_{SC} constante solar = 442 BTU/hr/pie

Asimismo, las irradiancias directa y difusa para un día claro, sobre el plano horizontal, vienen dado por:

$$G_{CB} = \tau_b * G_{ON} * \cos \theta_z \quad (\text{Ec. 2.50})$$

$$G_{CD} = \tau_d * G_{ON} * \cos \theta_z \quad (\text{Ec. 2.51})$$

Finalmente, la irradiancia total, se define como la suma de las irradiancias directas y difusas:

$$G_T = G_{CB} + G_{CD} \quad (\text{Ec. 2.52})$$

- **Coefficiente de radiación**^[25]:

Por definición el cálculo de radiación se realiza por medio de la expresión 2.53, en donde el primer término simboliza la radiación solar y el segundo, la radiación de la tubería hacia el ambiente:

$$h_R = \frac{G_T * A}{(T_S - T_O)} - \sigma \epsilon * \frac{(T_S^4 - T_O^4)}{(T_S - T_O)} \quad (\text{Ec. 2.53})$$

donde:

h_R	coeficiente de radiación
G_T	transmitancia total
A	área de incidencia del sol sobre la tubería
T_S	temperatura de la tubería
T_O	temperatura del ambiente

Este coeficiente es afectado por el día y la noche, por lo que se anula cuando anochece.

- **Coeficiente combinado de transferencia de calor^[34]:**

El coeficiente combinado de transferencia de calor (h_T), viene dado por la suma entre los coeficientes de radiación (h_R) y convección (h_C), es decir:

$$h_T = h_R + h_C \quad (\text{Ec. 2.54})$$

2.4. Inyección de Diluentes para Disminuir Caídas de Presión en crudos pesados^{[19], [30]}

Para la reducción de la viscosidad en crudos pesados y extrapesados, es común el uso de solventes para diluirlos, ya que es el método más eficiente para el transporte de los mismos a través de las líneas de flujo.

El incremento de la demanda y los avances en la tecnología para la producción de petróleo pesado, han impulsado al desarrollo estratégico de extracción de este tipo de hidrocarburo. Las más grandes reservas de crudos pesados y extrapesados de gravedad API de 8° a 12°, se encuentran en Alberta, Canadá y en la Faja del Orinoco, Venezuela. En Venezuela la viscosidad de esos hidrocarburos, se encuentra entre 1500 y 3000 cP a la temperatura de yacimiento, pero en superficie puede llegar a valores superiores a 100000 cP, con lo cual se hace difícil la producción, separación y transporte de este crudo. Muchos sistemas de líneas de flujo requieren que el crudo

sea deshidratado para obtener una especificación de 19 API y una viscosidad alrededor de 400 cP, por lo que el uso de diluentes se hace necesario.

Una de las técnicas para la dilución de hidrocarburos pesados y extrapesados, consiste en el uso de hidrocarburos más livianos. En Canadá, fue usada la mezcla con condensado hasta finales de los años 80 con fines de facilitar su transporte. Otra de las opciones es diluir los crudos pesados usando crudos livianos, con gravedad API en el rango de 35 a 42. El petróleo liviano es menos eficiente para reducir la viscosidad en petróleo pesado que los condensados, pero ambos están sujetos a la compatibilidad con asfáltenos. La Nafta se muestra como una interesante alternativa de uso, debido a su elevada gravedad API, lo cual resulta muy eficiente en la dilución de crudos pesados. La Nafta muestra buena compatibilidad con asfáltenos y es muy fácil de reciclar. Este diluyente agregado se puede recuperar en la torre de destilación de las refinerías y posteriormente puede ser reinyectado.

En el presente Trabajo Especial de Grado, el resultado de la viscosidad de la mezcla depende de la tasa de dilución, y de las respectivas viscosidades y densidades del crudo y el solvente. A continuación se presentan las correlaciones de **Lederer**^[28] para el cálculo de la viscosidad y el factor α .

$$\log \mu = \left(\frac{\alpha V_o}{\alpha V_o + V_s} \right) \log \mu_o + \left(1 - \frac{\alpha V_o}{\alpha V_o + V_s} \right) \log \mu_s \quad (\text{Ec. 2.55})$$

donde:

- V_o fracción de de volumen de crudo
- V_s fracción de de volumen de solvente
- μ_o viscosidad de crudo
- μ_s viscosidad de solvente
- α constante empírica

La constante empírica (α), se calculó utilizando la siguiente expresión ^[19,30]:

$$\alpha = \frac{17.04(\rho_o - \rho_s)^{0.5237} \rho_o^{3.2745} \rho_s^{1.6316}}{\ln\left(\frac{\mu_o}{\mu_s}\right)} \quad (\text{Ec. 2.56})$$

donde:

- μ_o viscosidad de crudo
- μ_s viscosidad del solvente
- ρ_s densidad del solvente
- ρ_o densidad de crudo

Asimismo, la variación de la gravedad API de la mezcla, viene dada por:

$$\rho_M = \left(\frac{V_o}{V_o + V_s}\right)\rho_o + \left(1 - \frac{V_o}{V_o + V_s}\right)\rho_s \quad (\text{Ec. 2.57})$$

donde:

- ρ_s densidad del solvente
- ρ_o densidad de crudo
- V_o fracción de volumen de crudo
- V_s fracción de volumen de solvente

CAPITULO III

METODOLOGÍA

La metodología del presente trabajo fue desarrollada de tal manera, que permitiera realizar un análisis detallado de los modelos existentes para el estudio del comportamiento del flujo multifásico, y facilitar así el desarrollo de la herramienta computacional que es el objetivo principal de este trabajo. En la siguiente figura se presenta la metodología aplicada en el desarrollo del trabajo.

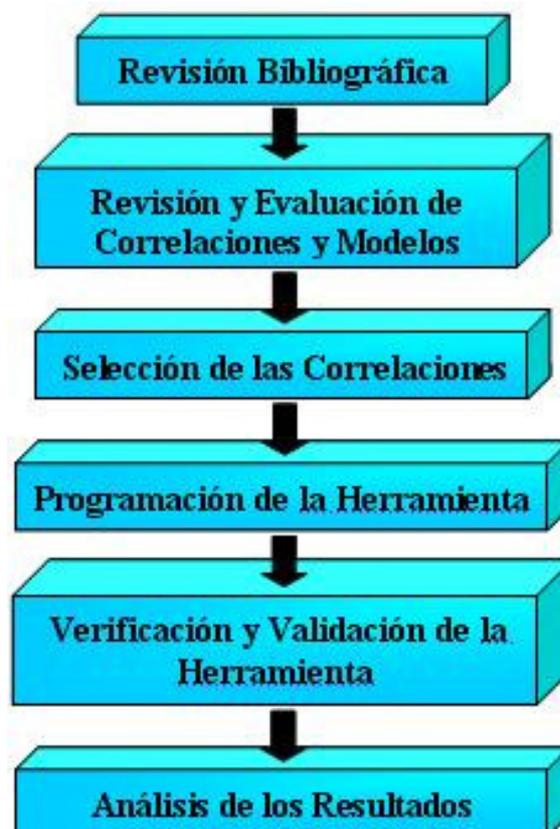


Figura 3.1: Esquema de Metodología de Trabajo

A continuación se detallan cada una de las secciones señaladas en el esquema mostrado en la Figura 3.1.

3.1. Revisión Bibliográfica

Corresponde a la primera etapa en la realización de este trabajo, durante la cual se recopiló aquella información que permitiese profundizar temas relacionados con Flujo multifásico, transferencia de calor por convección y radiación, inyección de diluentes para crudos pesados, entre otros. En esta etapa se utilizaron diferentes textos, artículos técnicos, publicaciones especiales de investigación y otros Trabajos Especiales de Grado. Esta revisión bibliográfica se realizó con la finalidad de recopilar toda la información y el material necesario para la comprensión de los fenómenos ocurridos a lo largo de la línea de flujo cuando transportan flujo multifásico.

3.2. Revisión y Evaluación de Correlaciones y Modelos

Una vez recopilada la información necesaria, se procedió a realizar un estado del arte de los modelos existentes para las pérdidas y transferencias de calor por convección. El método de evaluación de cada modelo encontrado, se llevó a cabo en función de los siguientes criterios:

1. Correlaciones que han sido más utilizadas en los últimos años en la industria petrolera.
2. Correlaciones que mantengan rangos de aplicación semejantes, para obtener mayor confiabilidad a la hora de conseguir los resultados.
3. La disponibilidad por completo de las correlaciones, ya que en muchos casos, existen variables que no son de fácil acceso en los proceso de flujo multifásico.

3.3. Selección de las Correlaciones

Una vez realizada la evaluación de las correlaciones, tal como se indicó en la sección anterior, se seleccionaron aquellas que cumplen con un mínimo de requerimientos para modelar el flujo y que no interfieran con otras correlaciones cuando son ejecutadas.

Para el cálculo de pérdidas de presión en líneas de flujo, se seleccionó el modelo de **Beggs y Brill**^[11] (1991), ya que éste mantiene una alta aplicabilidad para líneas de flujo, y permite tomar en cuenta las irregularidades en el terreno. Éste modelo ha sido utilizado desde su aparición en 1973 y su posterior corrección en el año 1991. Para la aplicación de este modelo, Beggs y Brill toman como única suposición el flujo homogéneo de fluidos a través de las tuberías.

En el caso del cálculo de inyección de diluentes en crudo pesados, fue seleccionado el modelo de **Agillier et al**^[1] (2005), en donde se realizaron estudios en la faja petrolífera del Orinoco, Venezuela. Este estudio proviene de los trabajos de Shu^[30] (1983) realizados en los campos ubicados en Boscán en el estado Zulia, Venezuela. Agillier en su trabajo considera una mezcla totalmente homogénea entre el diluyente y el crudo, y suponen que no ocurren reacciones químicas ni precipitaciones de componentes asfaltenos.

En el área de Pérdida de calor por convección fue elegido el modelo de **Zhang et al**^[33] (2004) ya que es un modelo unificado y los patrones de flujo utilizados son congruentes con los descritos en el modelo de Beggs y Brill, ya que Zhang no considera el efecto de la burbuja de Taylor, el efecto Joule Thompson, ni la ocurrencia de reacciones químicas entre las fases, y supone flujo homogéneo. Adicionalmente, en el presente Trabajo Especial de Grado se toman como iguales las temperaturas del gas y del líquido entre sí a través del área transversal de la tubería.

Para el efecto de radiación se decidió realizar los cálculos utilizando el método del día claro de **Hottel**^[15] (1973). En esta investigación, y para este modelo, sólo es

tomado en cuenta el clima de tipo “tropical”, dado a que es el tipo de clima que presenta Venezuela. Asimismo, este modelo fue escogido dada la simplicidad de los cálculos que conllevan su aplicación.

El modelo predictor de temperaturas se desarrolló a partir de *Sucre, Navarro y Correa* ^[31], desarrollado en la Universidad Simón Bolívar en el año 2005. Este modelo consiste en el modelado del cambio de temperaturas en un día cualquiera y a partir de lo cual se puede conocer un aproximado de la temperatura real para un momento (hora del día) específico. El desarrollo de este modelo se encuentra en el **Anexo D**

Una vez escogidas todas las correlaciones, se procedió a desarrollar la herramienta computacional que servirá para el modelado del flujo multifásico y transferencia de calor en tuberías.

3.4. Programación de la Herramienta Computacional

La herramienta fue desarrollada a través del lenguaje de programación *Borland Delphi 7.0*, utilizando el concepto de programación orientada a eventos, permitiendo así al programador generar soluciones computacionales con los más altos estándares de calidad, sin descuidar las funcionalidades de la aplicación a programar.

Con la finalidad de establecer una metodología de trabajo en la programación de la herramienta, se planteó un diagrama de flujo para tener una idea de los pasos a seguir con el desarrollo de la programación, el cual se muestra en la Figura 3.2.

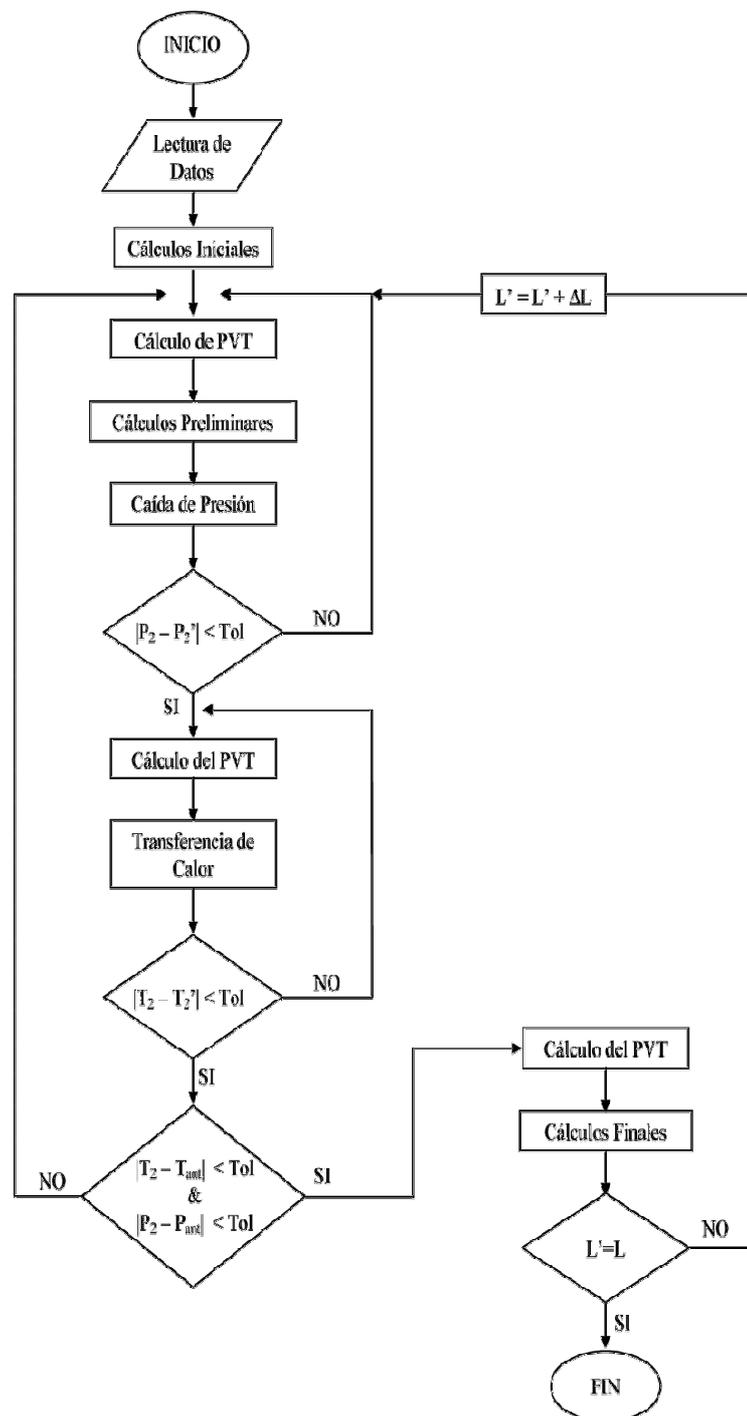


Figura 3. 2: Diagrama de Flujo de la Herramienta desarrollada

A continuación, se presenta el desarrollo del anterior diagrama de flujo.

1. Lectura de datos por parte del usuario. Este paso es descrito en detalle en el **Capítulo IV Descripción de la Herramienta**. En esta etapa el usuario debe introducir la cantidad de divisiones en las que se desea seccionar la tubería, así como la longitud total. Esto con la finalidad de realizar cálculos más precisos a todo lo largo de la línea de flujo.

2. **Inicio del Módulo de pérdidas de presión.** Cálculo de las propiedades PVT de los fluidos a partir de las condiciones actuales de presión de entrada. Las correlaciones PVT utilizadas en este módulo se encuentran en el **Anexo C**.

3. Cálculos de pérdidas de presión, según el modelo de Beggs y Brill, donde se obtiene como resultado una presión P_2 .

4. **Módulo de decisión.** En caso de que la diferencia absoluta entre la presión P_2 y P_2' sea mayor a una tolerancia de 0.01, se repite el proceso iterativo desde el paso 2, esta vez tomando en cuenta la presión obtenida en el paso 3. En caso de ocurrir lo contrario, sigue el proceso iterativo y se **concluye el módulo de pérdidas de presión**.

5. **Inicio del Módulo de transferencia de calor.** Cálculo de las propiedades PVT de los fluidos a partir de las condiciones actuales de presión y temperatura.

6. Cálculo de la transferencia de calor por convección y radiación, utilizando el modelo de Zhang y Hottel respectivamente. Cálculo del coeficiente combinado de transferencia de calor y temperatura de salida.

7. **Módulo de decisión.** En caso de que la diferencia absoluta entre la temperatura T_2 (Temperatura de salida) y T_2' (Temperatura actual), sea mayor a una tolerancia de 0.01, se repite el proceso iterativo desde el paso 5, esta vez tomando en cuenta la temperatura obtenida en el paso 6. En caso de ocurrir lo contrario, sigue el proceso iterativo y se **concluye el módulo de transferencia de calor**.

8. **Módulo principal de decisión.** Aquí se toman en cuenta la presión y la temperatura resultantes de cada iteración en los módulos de caídas de presión y transferencia de calor. Es decir, se comparan los resultados de una iteración, con aquellos obtenidos en la iteración anterior. Por lo que, si la diferencia tanto de la presión, como de la temperatura, entre 2 iteraciones, son menores a una tolerancia de 0.01, se continúa con el paso siguiente y se toma estas últimas propiedades como los valores de P y T a la salida de la tubería. En caso contrario, se repite el proceso iterativo, con el recálculo del PVT en el paso 2.

9. Cálculo de las propiedades PVT a las condiciones de salida de la tubería.

10. Cálculos finales. En esta sección se calcula el tipo de flujo existente, la velocidad Media del flujo, las tasas de líquido y de gas, la densidad del líquido y del gas, Número de Reynolds, entre otros parámetros.

11. **Modulo de decisión de longitud de tubería.** Si la longitud de la sección acumulada de tubería en estudio es distinta a la longitud total de tubería, se procede a sumar un ΔL (correspondiente a la longitud de UNA sección) a la longitud acumulada y repetir el proceso iterativo desde el Paso 2. En caso contrario, se **concluye la simulación.**

Cuando se programan herramientas computacionales, se hace necesario corroborar la veracidad de los resultados obtenidos con datos experimentales. En esta dirección, una vez construida la herramienta anteriormente descrita, el siguiente paso en el presente Trabajo Especial de Grado, lo constituyó la validación y verificación de la herramienta computacional.

3.5. Verificación y Validación de la Herramienta

Parte necesaria en el desarrollo de un software, es validar y verificar que la nueva herramienta esté funcionando correctamente y que los resultados se aproximen a la

realidad. En esta investigación, el proceso de validación de la herramienta consistió en la utilización de casos claves, con el fin de validar uno a uno los módulos que la comprenden. Para esto, se utilizaron dos metodologías: la validación con datos experimentales y la comparación de los resultados con la herramienta comercial PIPESIM®.

3.5.1. Validación con datos experimentales

En este caso, se validó el modelo de Beggs y Brill para la pérdida de presión, sin tomar en cuenta los procesos térmicos. Los datos utilizados fueron aquellos obtenidos por Baker^[3](1953); de los cuales se muestra un ejemplo a continuación, en la tabla 3.1. En el *Anexo E*, se muestran es su totalidad, los datos empleados en la validación de la pérdida de presión.

Tabla 3. 1. Datos Experimentales para validar la pérdida de presión ^[3]

Parametros a medir	Corridas	1	2	3	4	5	6
Tasa de Gas	MSCFD	26970	25552	12050	11886	6474	4348
Tasa de Petroleo	Bbls/D	514	5484	4167	6592	4970	5420
Longitud de la linea	Ft	11317	11317	11317	11317	5534	11317
Diametro interno	Pulg	7,75	7,75	7,75	7,75	7,75	7,75
presion de entrada	Psig	983	1007	972	977	964	940
presion de salida	Psig	964	975	962	960	958	930
Gravedad espezifca del gas	S/U	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Densidad de gas	Lbs/Ft3	3,42	3,48	3,38	3,32	3,38	3,28
Densidad del liquido	lbs/gal	6,499	6,499	6,525	6,499	6,53	6,103
Viscosidad del gas	cP	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
Viscosidad del liquido	cP	0,577	0,574	0,58	0,578	0,58	0,587
Tension superficial	Dynes/cm	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7
Psi	S/U	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,5
lamda	S/U	7,62	7,7	7,58	7,58	7,58	7,71
Temperatura de la linea	°F	75	80	69	78	66	82
Caida de presion	Psig	19	32	10	17	6	10
reynold gas	*1000 S/U	2840	2750	1268	1250	681	456,3
Reynolds Liquido	*1000 S/U	8,26	88,5	67	105,5	79,2	80,3
Flujo masico de gas	lbs/(hr*ft2)	155500	147307	69500	68500	37400	25000
Flujo masico de Liquido	lbs/(hr*ft2)	17850	191000	145000	228500	173000	177000
Tipo de Flujo	S/U	Anular	Anular	Anular	Slug	Slug	Slug

Los procesos de inyección de diluentes, así como el cálculo de transferencia de calor por radiación no se pudieron validar, debido a la falta de datos experimentales, por lo que se toman los resultados publicados en los diversos artículos técnicos^[1, 15] como valederos.

3.5.2. Validación con herramientas comerciales

Este procedimiento consistió en realizar las mismas simulaciones con datos experimentales, incluyendo la transferencia de calor por convección, con una herramienta comercial y el programa AFM aquí desarrollado, para luego obtener y comparar la desviación de los resultados de AFM con respecto a la herramienta comercial PIPESIM ®.

3.6. Análisis de Resultados

Dada la naturaleza de la herramienta desarrollada y con la finalidad de cumplir con los objetivos específicos planteados, se realizó un análisis de sensibilidad para las variables más importantes del modelo completo, observando de esta manera, la influencia directa de cada variable en las condiciones finales del flujo en la tubería.

Este proceso se llevo a cabo en dos partes:

3.6.1. Análisis de los parámetros de pérdida de presión y transferencia de calor por convección:

Los parámetros tomados en cuenta para la sensibilidad fueron la presión de salida, la temperatura de salida y el cambio de patrón de flujo. Las variables analizadas en cada caso de sensibilidad fueron la temperatura y presión a la entrada, temperatura del ambiente, gravedad API del crudo, tasa de crudo, gravedad específica de gas, tasa de gas, longitud y diámetro interno de tubería, inclinación de tubería, número de divisiones tomadas en la tubería y el patrón de flujo.

El procedimiento general utilizado para el análisis de cada variable, fue partir de un conjunto de datos para cada uno de los tres tipos de flujos a estudiar, mediante la aplicación de un **Diagrama de Tornado**. El análisis consistió en la variación de valor tras valor, manteniendo iguales los valores bases no sensibilizados. Cada una de las variables a analizar se aumentaron y disminuyeron en 20% respecto a su valor base, obteniendo así dos resultados para estas variables. Las variaciones, respecto al aumento y a la disminución, son comparadas porcentualmente con el resultado obtenido en el cálculo base. Mediante estos diagramas de tornado, se realizó un análisis de las influencias de las variables sobre el comportamiento del fluido en función al comportamiento de sus variables representativas. A continuación se muestra una tabla en donde se observa los datos base utilizados

Tabla 3. 2. Datos base para la construcción del Diagrama de Tornado

	Datos base Distribuido			Datos base intermitente			Datos base Segregado					
	Variable	Min	Base	Max	Variable	Min	Base	Max	Variable	Min	Base	Max
Caso 1	Temperatura	144	180	216	Temperatura	144	180	216	Temperatura	144	180	216
Caso 2	Temperatura ambiente	80	100	120	Temperatura ambiente	80	100	120	Temperatura ambiente	80	100	120
Caso 3	Presion	1600	2000	2400	Presion	800	1000	1200	Presion	1600	2000	2400
Caso 4	API	24	30	36	API	24	30	36	API	24	30	36
Caso 5	Tasa de Petroleo	8000	10000	12000	Tasa de Petroleo	4000	5000	6000	Tasa de Petroleo	160	200	240
Caso 6	Gravedad del Gas	0,52	0,65	0,78	Gravedad del Gas	0,52	0,65	0,78	Gravedad del Gas	0,52	0,65	0,78
Caso 7	Tasa de Gas	4000000	5000000	6000000	Tasa de Gas	4000000	5000000	6000000	Tasa de Gas	4000000	5000000	6000000
Caso 8	Longitud de Tuberia	1600	2000	2400	Longitud de Tuberia	8000	10000	12000	Longitud de Tuberia	1600	2000	2400
Caso 9	Inclinacion de tuberia	0	0	0	Inclinacion de tuberia	0	0	0	Inclinacion de tuberia	0	0	0
Caso 10	Diametro Interno	3,1664	3,958	4,7496	Diametro Interno	3,1664	3,958	4,7496	Diametro Interno	3,1664	3,958	4,7496
	Diametro Externo	3,6	4,5	5,4	Diametro Externo	3,6	4,5	5,4	Diametro Externo	3,6	4,5	5,4
Caso 11	Numero de Divisiones	8	10	12	Numero de Divisiones	8	10	12	Numero de Divisiones	8	10	12

3.6.2. Análisis en crudos pesados mediante el aporte de radiación y la inyección de diluentes

Este análisis fue realizado con datos de crudos pesados para demostrar la capacidad de estos parámetros en la disminución de las pérdidas de presión en la línea de flujo. Estos datos se presentan a continuación en la tabla 3.3.

Tabla 3. 3. Datos base para las sensibilidades de Radiación y de inyección de diluentes

Datos tomados	Diluentes	Radiación
Temperatura a la entrada	80	100
Presión a la entrada	120	
Temperatura del Ambiente	60	Pronosticador
Gravedad API	12	
Tasa de crudo	250	150
Calor específico de crudo	0,45	
Conductividad térmica crudo	0,08	
Gravedad específica Gas	0,65	
Tasa Gas	200000	
Calor específico de gas	0,55	
conductividad térmica de gas	0,02	
Longitud de tubería	1000	2000
Diámetro interno de tubería	2,5	
Diámetro externo	3	
Ángulo de inclinación	0	
Divisiones	10	

En el caso de radiación se realizaron sensibilidades a distintas hora del día teniendo activo el pronosticador de temperaturas, para observar el efecto de la temperatura en la pérdida de presión.

En la inyección de diluentes se realizaron sensibilidades para distintos tipos de diluentes y tasas de inyección, con el fin de verificar la disminución de la viscosidad y la pérdida de presión para cada uno de los diluentes.

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA

La herramienta computacional tiene como nombre Analizador de Flujo Multifásico, AFM, y es diseñada para la simulación de los procesos que ocurren en la línea de flujo. La cantidad de fenómenos tomados en cuenta exigen una gran habilidad para programarlos, debido a que es necesario mantener la integridad de cada uno de los modelos y a su vez que funcionen entre sí.

Para la creación de AFM se utilizó el lenguaje de programación Delphi 7, debido que es la herramienta de programación visual más rápida, de mayor cantidad de recursos y de fácil manejo. También, como la definen sus creadores, Delphi se caracteriza por [39].

- La calidad del entorno de desarrollo visual.
- La velocidad del compilador frente a la eficiencia del código compilado.
- La potencia del lenguaje de programación frente a su complejidad.
- La flexibilidad y la escalabilidad de la arquitectura de la base de datos.
- Los métodos de diseño y de utilización recomendados por el entorno.

4.1. Requerimiento del Sistema

Para obtener un funcionamiento óptimo de AFM, se debe disponer como mínimo de un computador con las siguientes características:

Hardware	Software
<ul style="list-style-type: none">• Procesador de 1.8Ghz• Disco Duro con al menos 100Mb de capacidad disponible• 128 Mb de Memoria RAM	<ul style="list-style-type: none">• Windows XP®• Microsoft Excel XP®

4.2. Descripción de “AFM versión 1.0”

AFM es una herramienta computacional muy sencilla de utilizar, ya que fue desarrollada para que su interfaz guíe al usuario a través del proceso, haciendo así de AFM una experiencia agradable para la simulación de líneas de flujo. Para su uso debe contarse con los siguientes datos: Presión y Temperatura a la entrada, Temperatura Ambiente de la ubicación, Gravedades específicas y Tasas de los fluidos y la descripción de los Tipos de Tuberías a utilizar.

Para inicializar la herramienta se pulsa dos veces sobre el icono correspondiente, el cual es mostrado en la figura 4.1.



Figura 4.1: Icono de Acceso

Mientras se inicia la aplicación y se ajustan las variables de entorno, apareciendo la pantalla de inicio mostrada en la figura 4.2.



Figura 4. 2: Pantalla de Inicio

Al iniciar la herramienta, se deberá observar la pantalla principal de AFM mostrada en la figura siguiente:

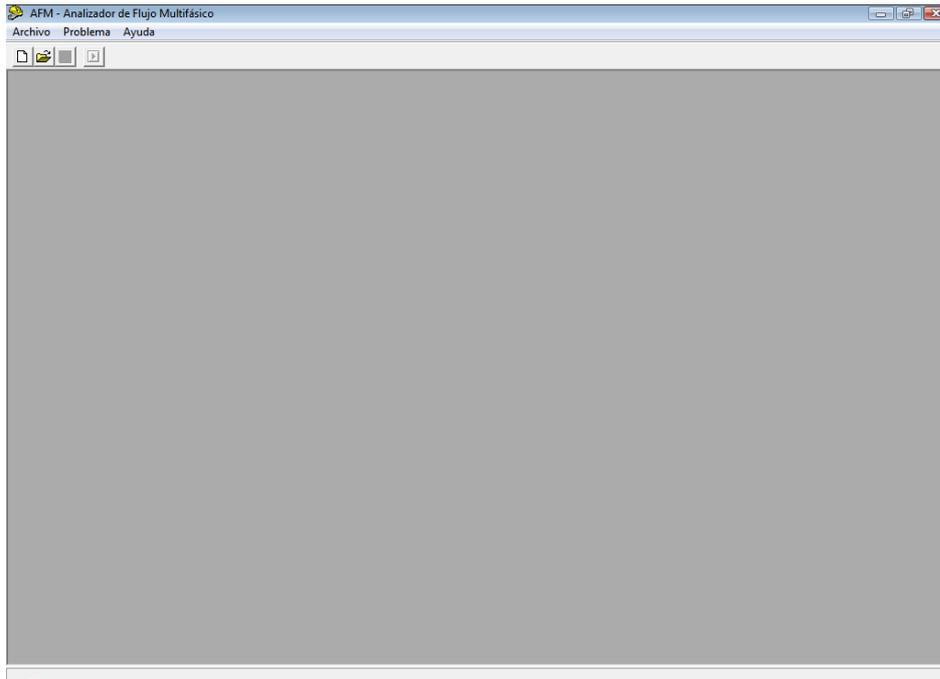


Figura 4.3: Pantalla Principal

Para iniciar un nuevo proyecto, el usuario debe ir al menú archivo, y seleccionar la opción “**Nuevo**”, o si lo prefiere directamente en el icono de hoja blanca mostrado en la barra de herramientas localizada en la parte superior de la pantalla o con la combinación de teclas Ctrl-N.

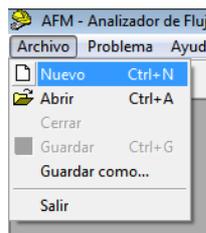


Figura 4.4: Menú Archivo

En este momento se debe abrir la ventana de problema, en donde debe llenar los datos del proyecto.

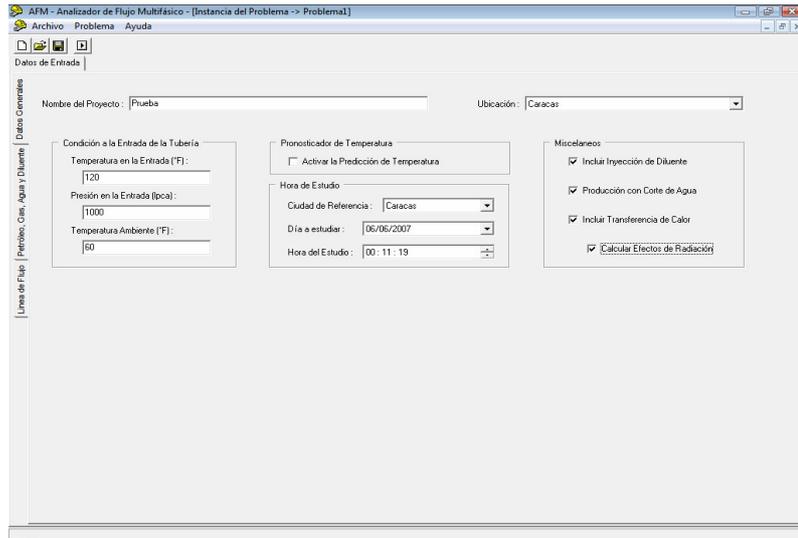


Figura 4.5: Ventana de Problema

Esta ventana, posee 3 pestañas verticales

Datos Generales: en esta sección se introducen los datos básicos, como nombre del proyecto y su ubicación, la presión y temperatura de entrada a la línea, la temperatura del ambiente, la hora y día para la simulación y los procesos que se desean considerar (ver Figura 4.6). Si el usuario lo desea, puede utilizar el predictor de temperatura ambiente para algunas ciudades del país. Mostrada en el Anexo D.

Figura 4.6: Pestaña Datos Generales

Petróleo, Gas, Agua y Diluyente: en esta pestaña se introducen los datos de los fluidos necesarios para la simulación de la línea. Algunos datos aparecen cargados por defecto, ya que no son variables de uso común para los usuarios. Pero a su vez pueden ser modificados (ver Figura 4.7)

Petróleo Líquido		Gas		Diluyente	
Gravedad API :	<input type="text"/>	Gravedad Específica :	<input type="text"/>	Tipo de Diluyente :	<input type="text"/>
Tasa (Bbls/d) :	<input type="text"/>	Tasa (S/c/d) :	<input type="text"/>	Gravedad Específica :	<input type="text"/>
Calor Específico (Btu/lb/°F) :	<input type="text" value="0.45"/>	Calor Específico (Btu/lb/°F) :	<input type="text" value="0.55"/>	Viscosidad (cp) :	<input type="text"/>
Conductividad Térmica (Btu/hr/ft/°F) :	<input type="text" value="0.08"/>	Conductividad Térmica (Btu/hr/ft/°F) :	<input type="text" value="0.02"/>	Tasa de Inyección (Bbls/d) :	<input type="text"/>

Agua				
Gravedad Específica :	Corte de Agua (%) :	Calor Específico (Btu/lb/°F) :	Conductividad Térmica (Btu/hr/ft/°F) :	Salinidad del Agua (ppm) :
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0.35"/>	<input type="text" value="0"/>

Figura 4.7: Pestaña Petróleo, Gas, Agua y Diluyente

Línea de Flujo: Aquí se define la línea de flujo, así como el número de divisiones en que se desea seccionar (ver Figura 4.8)

Sección 1 - Recta		Sección 2 - Codo	
Longitud (pies) :	<input type="text"/>	Material :	<input type="text"/>
Tipo de Tubería :	<input type="text"/>	Conductividad Térmica (Btu/hr/ft/°F) :	<input type="text"/>
Diametro Interno (pulg) :	<input type="text"/>	Emisividad :	<input type="text"/>
Diametro Externo (pulg) :	<input type="text"/>	Rugosidad :	<input type="text"/>
Ángulo de Inclinación (°) :	<input type="text" value="0"/>	N° de divisiones :	<input type="text" value="100"/>

Inclinación de la Tubería

90

-90

Figura 4.8: Pestaña Línea de Flujo – Sección Recta

Una vez introducidos todos los datos necesarios para simulación en la línea de flujo, se procede a pulsar el botón “**Resolver**” de la barra de herramientas, o si el usuario lo prefiere pulsa la tecla F9.



Figura 4.9: Botón “**Resolver**”

La herramienta mostrará un cuadro de diálogo, como el de la Figura 4.10, una vez culminado el cálculo.

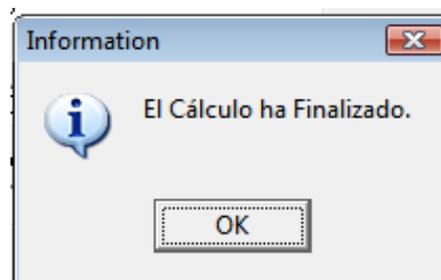


Figura 4. 10: Culminación del cálculo

Al finalizar el cálculo aparecerán en la parte superior de la ventana del proyecto, dos pestañas horizontales, representativas de la tabla de resultados y la hoja de graficas.

Tabla de Resultados: como su nombre lo dice se encuentran los resultados, mostrando sección por sección las variables más importantes del estudio, incluyendo datos Pvt de los fluidos (ver Figura 4.11). En esta misma pantalla se pueden importar los datos y resultados a la herramienta Excel (ver figuras 4.12 y 4.13) para su manipulación al detalle. En donde se reportan:

Número de secciones de tubería, longitud acumulada, presión y temperatura en la sección, tipo de flujo existente, velocidad media de la mezcla condiciones de tubería, gradiente de presión total, gradientes de presión por fricción, aceleración y gravedad,

tasas, densidades y flujo másico para petróleo y gas a condiciones de tubería, número de Reynolds, fracción líquida sin deslizamiento, fracción líquida “Hold-up”, y el coeficiente de transferencia de calor total.

Sección N°	Longitud (pie)	Presión (lpc)	Temperatura (°F)	Tipo de Flujo	Tasa de Petróleo (bbl/d)	Tasa de Gas (scf/d)	Hold-up
0	0	1000	120	Distribuido	54370.8683079335	-16789.8954858438	1.25502078208571
1	2500	964.252516502727	119.980516274339	Distribuido	54228.533561432	-16510.1427365215	1.2498960126341
2	5000	928.286977862375	119.961064737885	Distribuido	54087.0163048141	-16206.9673055992	1.2442359962502
3	7500	892.08390952429	119.941647682565	Distribuido	53946.3032849809	-15878.5650977774	1.23803316104085
4	10000	855.623061154129	119.922267499388	Distribuido	53806.3845296888	-15517.9928973608	1.23114108334335
5	12500	818.880848404726	119.902927180007	Distribuido	53667.2456051327	-15122.8363601374	1.22353040034168
6	15000	781.833437150226	119.883629845437	Distribuido	53528.8804162095	-14687.691927966	1.215111243645
7	17500	744.455910826884	119.864378933078	Distribuido	53391.2691661186	-14206.0143871065	1.20577896241727
8	20000	706.723061124236	119.845178332054	Distribuido	53254.4825990455	-13669.7935494401	1.1954109597134
9	22500	668.611012713995	119.826032409861	Distribuido	53118.4891674954	-13069.1264495817	1.18386275139035
10	25000	630.100500435957	119.806946100189	Distribuido	52983.3676452723	-12391.6579250688	1.17096356531782
11	27500	591.183570917937	119.787924996701	Distribuido	52849.2304981523	-11621.8771345734	1.15651215976306
12	30000	551.877843577397	119.768975457945	Distribuido	52716.2901630229	-10740.3341013522	1.14027534853359
13	32500	512.258991240495	119.750104709398	Distribuido	52584.959145353	-9723.1430669186	1.12199713410251
14	35000	472.542958012405	119.731320895001	Distribuido	52456.0946779913	-8543.8541200906	1.10145426138527
15	37500	433.330948164036	119.712632881117	Distribuido	52331.7129016406	-7180.87789236863	1.0785968337609
16	40000	396.58060062894	119.694049469023	Distribuido	52217.8021401631	-5676.17147690381	1.05445870217749
17	42500	360.101580785803	119.675574861081	Distribuido	52107.4294483177	-3900.42718288975	1.02740644562384
18	45000	321.108569388362	119.657213802907	Distribuido	51992.6202053949	-1587.84497779701	0.99437448255487
19	47500	278.766559780817	119.63900701092	Distribuido	51871.9094786603	1604.48441242565	0.95251287465856
20	50000	231.675678939731	119.620963446721	Distribuido	51742.9240804179	6431.54698120542	0.896372033400082

Figura 4. 11Tabla de Resultados

Caso de Validación de Caída de Presión No 1

Ubicación : Ceracas
 Temperatura Entrada : 75 °F
 Presión Entrada : 983 psi
 Temperatura Ambiente : 60 °F
 Corte de Agua : No
 Inyección de Disolventes : No
 Transferencia de Calor : Si
 Efectos de Radiación : No

Datos de Producción

Petróleo (Bbl/d)	Gas (Mscfd)	Agua (Bbl/d)
514	26970	0

Salinidad : 0 ppm

Calor Específico

Petróleo (BTU/lb/°F)	Gas (BTU/lb/°F)	Agua (BTU/lb/°F)
0.45	0.55	0

Conductividad Térmica

Petróleo (BTU/hr/ft/°F)	Gas (BTU/hr/ft/°F)	Agua (BTU/hr/ft/°F)
0.08	0.02	0

Línea de Flujo

Longitud (ft)	Diam. Ext. (in)	Diam. Int. (in)
11317	8.75	7.75

Resultados al final de la Tubería

Presión (psi)	Temperatura (°F)	Qp (Bbl/d)	Qg (Mscfd)	Qw (Bbl/d)	Hold-Up (adms)	Patrón de Flujo
965.48	73.493	580.354	64577.006	0	0.08301	Segregado

Nota: Las Tasas de Gas y Líquido son reportadas in situ.

Figura 4. 12: Sección principal del reporte de Datos exportados a Excel

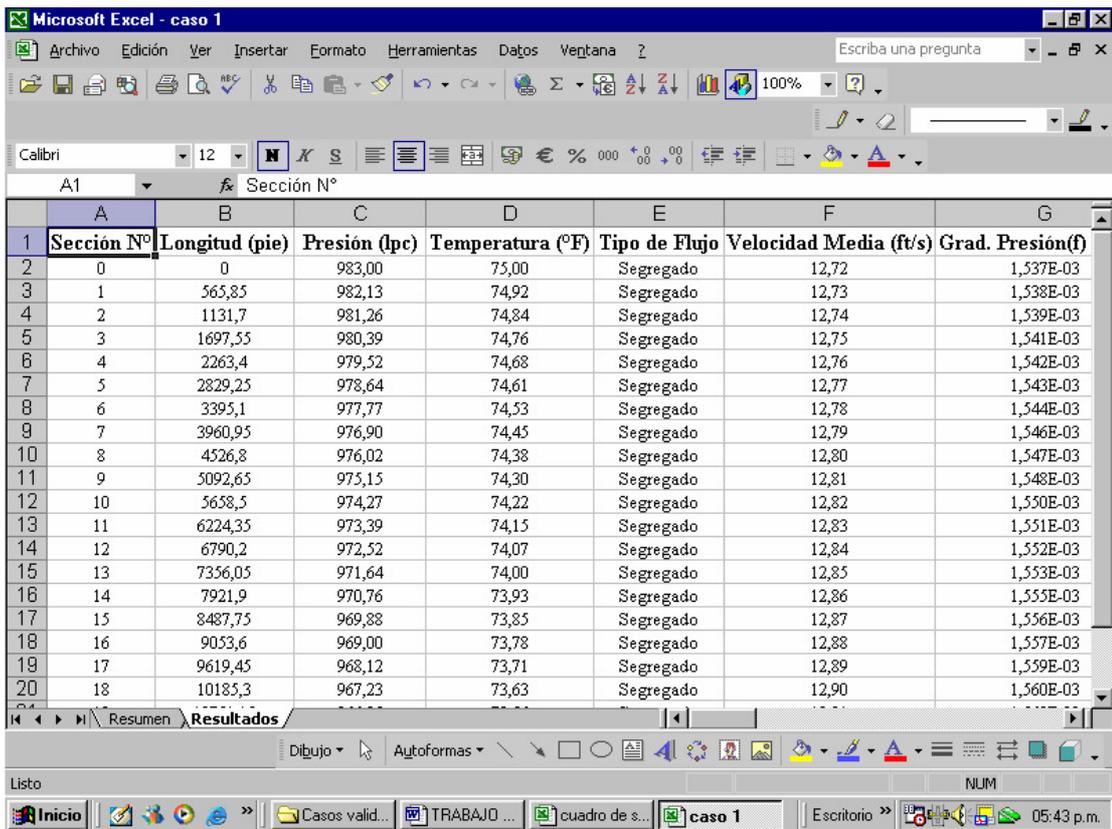


Figura 4. 13. Reporte de resultados en tablas exportadas a Excel

Gráficas: Permite al usuario graficar las variables que él seleccione, ubicándolas en el eje de su preferencia para poder analizar de manera rápida el cambio de cada uno de los valores. (ver Figura 4.14)

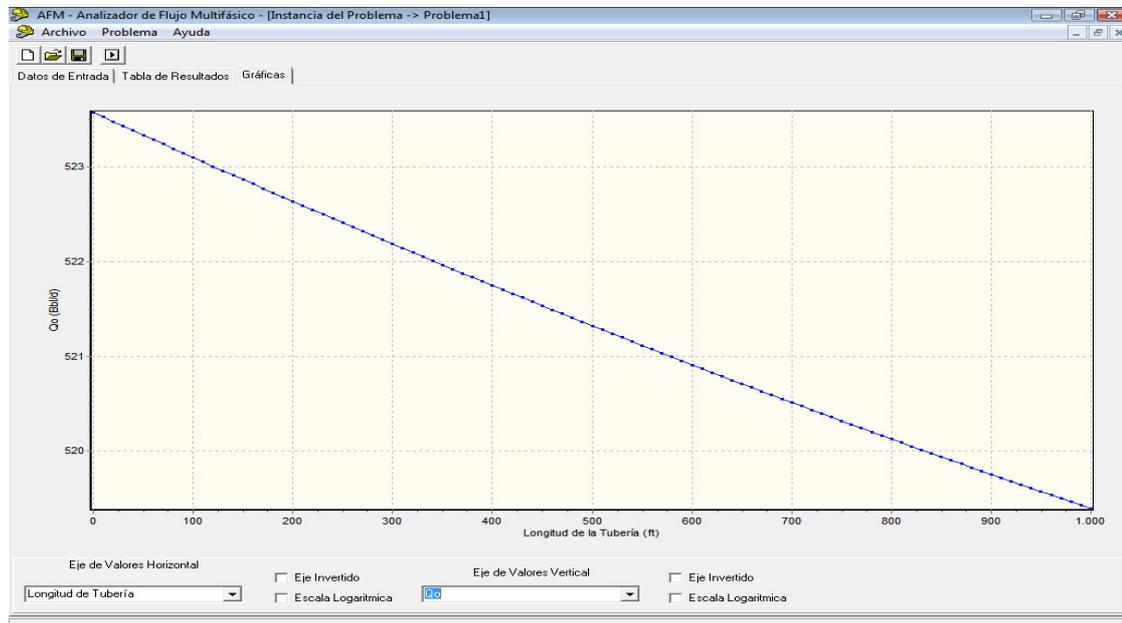


Figura 4. 14: Ejemplo de las gráficas obtenidas en AFM

4.3. Validación de AFM

A continuación se muestra el proceso de validación de la herramienta AFM, para los módulos de Pérdida de Presión y Transferencia de calor por convección.

4.3.1. Validación del módulo de Pérdida de Presión

El proceso de validación de la herramienta consistió en la simulación de 27 casos diferentes, en los cuales se utilizaron como datos de entrada los resultados obtenidos en la investigación de **Baker**^[3] (1953).

En la Tabla 4.1, se pueden observar las presiones experimentales a la entrada y salida de la línea, los valores de presión de salida obtenidos en AFM.

Tabla 4. 1: Resultados AFM vs datos experimentales sin transferencia de Calor.

Caso	Presión Ent.	AFM Presión	Flujo	Datos Experimentales	Tipo de Flujo	Desv. Salida	Tipo de Flujo
1	983	965,43	Segregado	964	Anular	0,15%	Igual
2	1007	967,47	Intermitente	975	Anular	0,77%	Distinto
3	972	957,33	Intermitente	962	Anular	0,49%	Distinto
4	977	956,65	Intermitente	960	Slug	0,35%	Igual
5	964	959,35	Intermitente	958	Slug	0,14%	Igual
6	940	934,75	Intermitente	930	Slug	0,51%	Igual
7	964	950,65	Segregado	945	Anular	0,60%	Igual
8	975	934,81	Transitorio	946	Anular	1,18%	Igual
9	962	952,93	Transitorio	948	Slug	0,52%	Igual
10	960	939,77	Transitorio	936	Slug	0,40%	Igual
11	952	943,14	Transitorio	936	Slug	0,76%	Igual
12	930	925,11	Transitorio	912	Slug	1,44%	Igual
13	1087	1074,1	Intermitente	1067	anular	0,67%	Distinto
14	1096	1076,9	Intermitente	1075	anular	0,18%	Distinto
15	1070	1063,06	Transitorio	1055	Anular	0,76%	Igual
16	1076	1064,47	Transitorio	1060	Anular	0,42%	Igual
17	712	707,97	Segregado	703	Wave	0,71%	Igual
18	705,5	703,90	Segregado	703	Wave	0,13%	Igual
19	1075,5	1075,01	Segregado	1075	Stratifies	0,00%	Igual
20	703	701,5	Segregado	701,5	Wave	0,00%	Igual
21	1067	1066,04	Segregado	1065,5	Stratified	0,05%	Igual
22	1075	1074,02	Segregado	1074	Stratified	0,00%	Igual
23	1064	1061,06	Segregado	1062	Annular	0,09%	Distinto
24	1074	1071,99	Segregado	1067	Wave	0,47%	Igual
25	705,5	702,40	Segregado	701,5	Wave	0,13%	Igual
26	1063	1059,96	Segregado	1055,5	Wave	0,42%	Igual
27	1068	1065,98	Segregado	1058	Stratified	0,75%	Igual

Se puede observar una desviación de la herramienta entre 1.44% y 0.15% y obteniéndose una máxima diferencia en la presión de salida de 12 Psi. Esto da un alto grado de confiabilidad en el uso de la herramienta, aunque, en los casos 2, 3, 13, 14 y 22 se observaron diferencias en el tipo de flujo, debido a que en estos casos el régimen de flujo existente está entre los regímenes de flujo segregado e intermitente. Otra causa importante, es que estos datos experimentales fueron cargados en la

herramienta AFM, sin incluir los valores de la viscosidad del crudo y la tensión superficial, ya que estas propiedades son calculadas directamente por la herramienta.

4.3.1. Validación del módulo de transferencia de calor por convección

En cuanto a la validación del módulo de transferencia de calor, a causa de no poseer datos experimentales, se comparó la herramienta AFM con la herramienta comercial PIPESIM, utilizando los datos experimentales anteriores (*Baker*^[3], 1953), con la diferencia de que en el caso aquí presentado, se incluye la transferencia de calor por convección.

En la Tabla 4.2 se pueden observar los valores en la salida de la tubería de presión, temperatura y tipo de flujo, obtenidos mediante la herramienta AFM y se comparan con aquellos obtenidos por la herramienta comercial.

Las diferencias en las pérdidas de presión fueron muy pequeñas y se mantuvieron en un rango 0.01% y 1.14 % de desviación, manteniendo gran similitud entre ambas herramientas. Con respecto a la temperatura se tuvieron desviaciones de entre 2% a 14 %, esto debido, a la diferencia en las correlaciones utilizadas por la herramienta comercial para el cálculo del coeficiente total de transferencia de calor y el coeficiente convectivo del aire. Los tipos de Flujos predichos en ambas herramientas fueron iguales, con excepción del caso número 15, donde AFM sugiere Transitorio y la herramienta comercial Segregado.

Tabla 4.2. Resultados AFM vs de herramienta comercial

Caso	AFM			Herramienta comercial			Comparación	
	Presión	Temperatura	Flujo	Presión	Temperatura	Flujo	Error Pres.	Error temp.
1	965,46	73,48	Seg.	960,6	68,98	Seg.	0,51%	6,53%
2	967,51	79,67	inter.	959,58	74,56	inter.	0,83%	6,86%
3	957,33	68,76	inter.	955,73	66,17	inter.	0,17%	3,92%
4	956,66	77,66	inter.	953,9	73,09	inter.	0,29%	6,25%
5	959,43	65,92	inter.	959,01	65,06	inter.	0,04%	1,32%
6	934,75	81,43	inter.	933,14	73,64	inter.	0,17%	10,57%
7	950,93	69,84	Seg.	943,08	62,51	Seg.	0,83%	11,73%
8	934,83	76,09	Trans.	929,33	66,41	Trans.	0,59%	14,57%
9	952,87	66,88	Trans.	951,2	63,04	Trans.	0,18%	6,10%
10	939,83	73,85	Trans.	937,63	65,30	Trans.	0,23%	13,09%
11	943,12	63,94	Trans.	944,47	61,61	Trans.	0,14%	3,77%
12	925,10	70,14	Trans.	923,9	63,75	Trans.	0,13%	10,01%
13	1074,15	78,69	inter.	1066	73,67	inter.	0,76%	6,81%
14	1076,98	79,73	inter.	1064,4	74,85	inter.	1,18%	6,52%
15	1063,10	68,01	Trans.	1059,9	63,3	Seg.	0,30%	7,42%
16	1064,52	69,54	Trans.	1059,2	64,46	Trans.	0,50%	7,93%
17	707,86	63,90	Seg.	705,81	62,25	Seg.	0,29%	2,66%
18	703,90	63,21	Seg.	704,03	61,41	Seg.	0,02%	2,92%
19	1075,01	64,58	Seg.	1075	61,28	Seg.	0,00%	5,40%
20	701,50	63,31	Seg.	701,63	61,53	Seg.	0,02%	2,90%
21	1066,04	66,60	Seg.	1065,9	62,58	Seg.	0,01%	6,41%
22	1074,02	65,97	Seg.	1073,9	62,43	Seg.	0,01%	5,67%
23	1061,07	67,85	Seg.	1060,6	64,22	Seg.	0,04%	5,66%
24	1071,99	66,68	Seg.	1072,1	63,29	Seg.	0,01%	5,35%
25	702,41	62,53	Seg.	702,67	60,61	Seg.	0,04%	3,16%
26	1059,99	63,83	Seg.	1059,5	60,54	Seg.	0,05%	5,43%
27	1066,04	62,70	Seg.	1065,7	60,31	Seg.	0,03%	3,95%

CAPÍTULO V

ANÁLISIS PARAMÉTRICOS

A continuación se presentan los análisis paramétricos, producto de cada sensibilidad realizada, cada una de ellas detallados en el *Capítulo III, Marco Metodológico*.

5.1 Análisis de los parámetros de pérdida de presión y transferencia de calor por convección:

El estudio paramétrico en este Trabajo Especial de Grado, abarca cada una de las sensibilidades propuestas en el marco metodológico para cada régimen de flujo, permitiendo así realizar los diagramas de Tornado en cada caso y sus correspondientes análisis.

5.1.1 Sensibilidad a la presión de salida.

- **Régimen de flujo segregado**

En la Figura 5.1 se muestra el diagrama de Tornado obtenido.

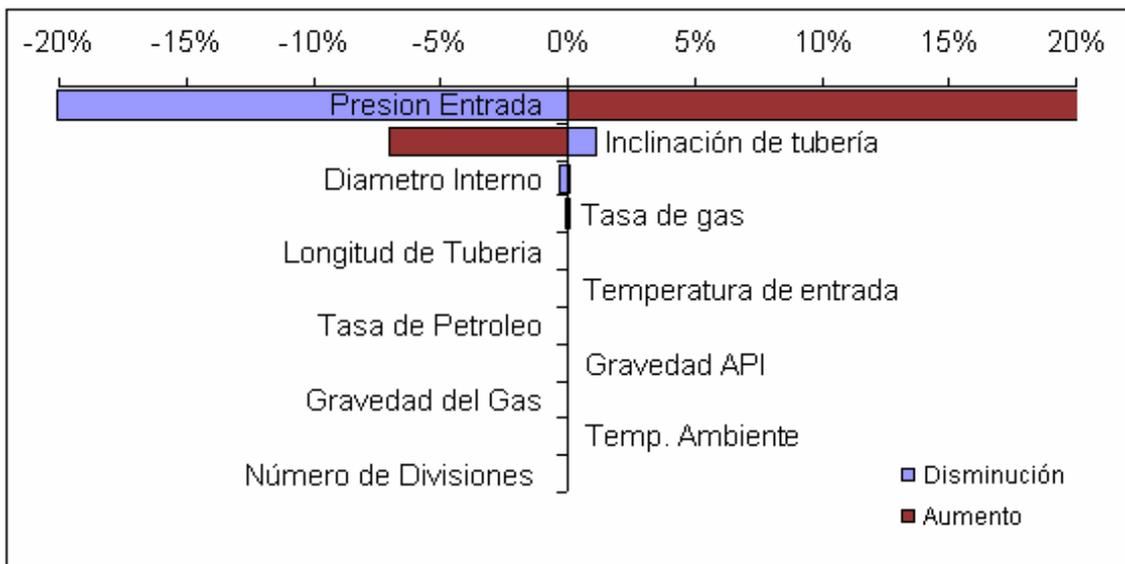


Figura 5.1: Presión de Salida – Flujo Segregado

A continuación, se realiza el análisis de las variables que presentaron mayores variaciones en esta sensibilidad. En este régimen de flujo y para los datos seleccionados (ver tabla 3.2), el orden de influencia, de mayor a menor, se dio de la siguiente forma:

Inclinación de Tubería: Este parámetro resultó el más influyente, debido a que según sea el sentido de la inclinación, el factor de gradiente de presión gravitacional toma importancia, es decir, si la inclinación de la tubería es positiva respecto a la horizontal, la aceleración de gravedad actuará en sentido contrario al flujo y disminuirá la presión de salida, en cambio si la inclinación de la tubería es negativa, el efecto de la gravedad estará a favor del flujo y causará un aumento en la presión de salida.

Diámetro interno de tubería: A medida que el diámetro de tubería se hace más pequeño, al fluido se le dificulta el movimiento a través de ella, debido a que las velocidades del gas y del líquido aumentan, generando mayores pérdidas de presión por fricción, a causa del aumento de los esfuerzos cortantes en la pared de la tubería, y al incremento de las pérdidas de presión por aceleración, debido a la energía cinética del fluido.

Tasa de Gas: El aumento de la tasa de gas genera una caída de presión mayor, debido a que los gradientes de presión por fricción y aceleración se ven directamente afectados por el incremento de la tasa de flujo, que en este caso son de poca relevancia y alcanza una variación máxima de 0.62%.

Longitud de Tubería: Como es de esperarse a medida que se aumenta la longitud de tubería, se obtienen pérdidas de presión mayor a la salida de la línea. En este estudio, y debido a los datos experimentales considerados, la pérdida de presión resultó poco significativa ante esta sensibilidad, debido a que la fase predominante es gaseosa.

Temperatura a la Entrada: Debido a que se utilizó un crudo liviano para la sensibilidad, el efecto de la temperatura de entrada no afecta al parámetro estudiado (presión de salida en la tubería) en virtud a la poca variación en la viscosidad que presentan estos tipos de crudos. Sin embargo, con crudos más pesados, la temperatura en la entrada de la línea, adquiere mayor importancia, por la dependencia directa entre la viscosidad y la temperatura.

Tasa de Petróleo: En este estudio, no se observó variación importante de pérdida de presión con esta variable, debido a que en flujo segregado, la velocidad de la fase líquida es pequeña con respecto a otros tipos de flujo.

Los efectos producidos por el resto de los parámetros (API, Gravedad específica del gas, temperatura del ambiente y el número de divisiones de la línea de flujo), resultó irrelevante ante la sensibilidad de pérdida de presión, esto debido a que una variación del 20%, no generan más que una variación máxima del 0.03% en la presión de salida.

- **Régimen de Flujo Intermitente**

En este régimen de flujo, el factor de inclinación de la tubería es el parámetro que más incide sobre la presión de salida, al igual que en el caso de régimen de flujo segregado, ya que la presión hidrodinámica del fluido se puede tener a favor o en contra del flujo, y a su vez ésta aumenta o disminuye la presión de salida según sea el caso, como se observa en el Diagrama de Tornado correspondiente en la Figura 5.5

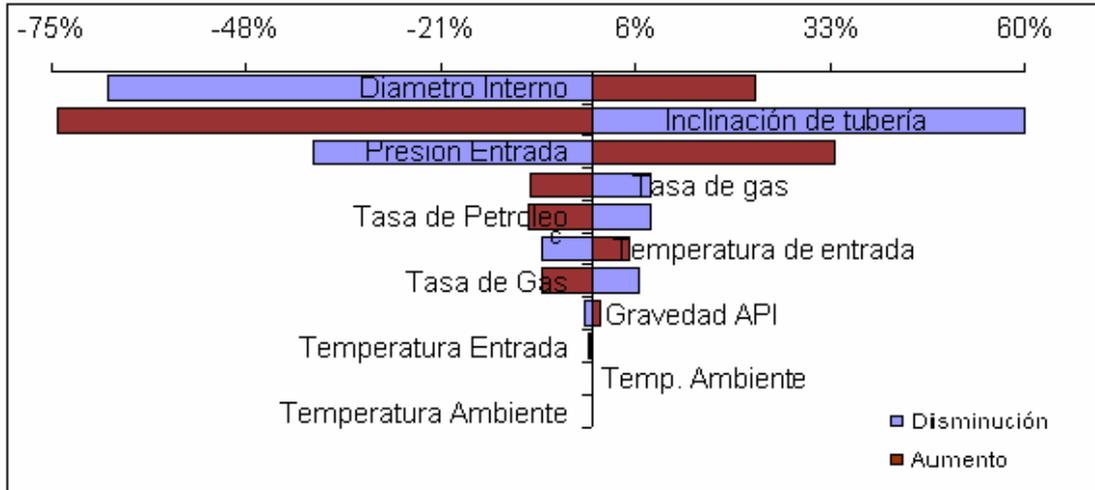


Figura 5.2: Presión de Salida – Flujo Intermitente.

Inclinación de la Tubería: Este es un parámetro que va a ser determinante en las pérdidas de presión, ya que en estos casos actúa el gradiente de presión por gravedad, el cual agrega presión cuando su inclinación es negativa con respecto a la horizontal y disminuye cuando su inclinación es positiva.

Diámetro interno: Este parámetro cobra mucha mayor importancia en este régimen de flujo, debido a que las tasas de flujo de líquido es mayor con respecto a las de flujote tipo segregado, y generan mayores efectos cortantes en la pared de la tubería.

Longitud de la tubería: El efecto de pérdida de presión en flujo intermitente para longitud de tubería, toma importancia debido al aumento en la tasa de líquido y las velocidades de mezcla, que influyen directamente en las pérdidas por fricción y aceleración.

Tasa de líquido y gas: Estas variables presentan una pérdida de presión similar, ya que cuando se aumenta la energía cinética de los fluidos, aumenta la pérdida de presión por fricción y aceleración. El hecho de que la fracción de líquido “Hold-up” sea mayor cuando se aumenta la tasa de líquido, conlleva a aumentar las pérdidas de

presión a la salida de la tubería. Sin embargo, al incrementar la tasa de gas la viscosidad de la mezcla disminuye, por lo que se obtienen pérdidas de presión menores a las obtenidas con el aumento de la tasa de producción de líquido.

Gravedad API: Este es un parámetro importante, debido a que define la viscosidad de la mezcla. En este caso, como se obtuvo una fracción líquida “*Hold-up*” de 0.4, la viscosidad de la mezcla se hace mayor, y se generan pérdidas por fricción de 6% con respecto al caso base, es decir mientras mayor es el Grado API del crudo mayor es la viscosidad de la mezcla.

Los efectos de los parámetros, Gravedad específica de gas, temperatura del ambiente y el numero de divisiones, afectan muy poco la pérdida de presión, esto debido a que una variación del 20% no generan mas que una variación máxima del 1.1% en la presión de salida.

- **Régimen de Flujo Distribuido**

El factor de inclinación de la tubería sigue siendo el más importante a la hora de analizar la presión de salida. (ver Figura 5.9)

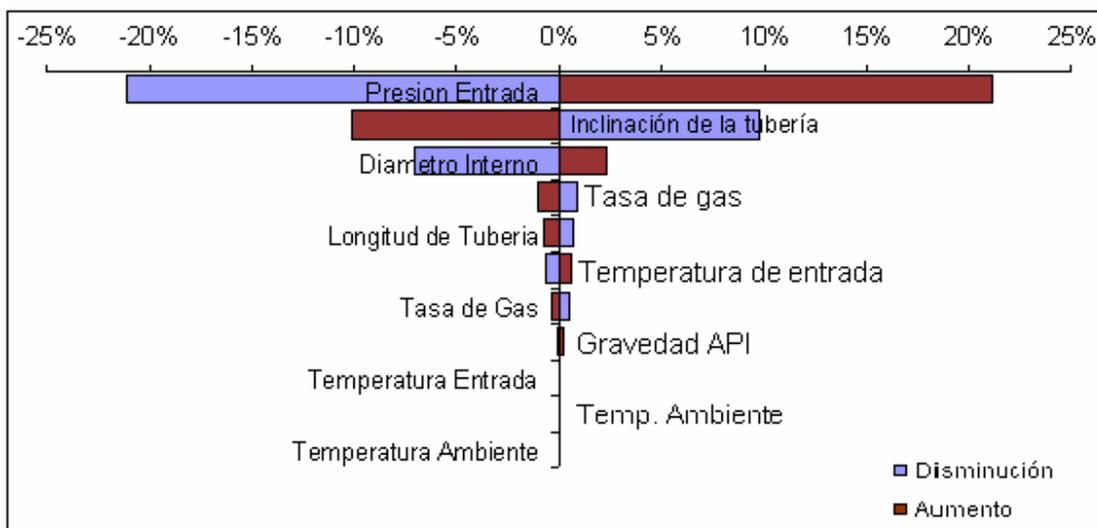


Figura 5.3: Presión de Salida – flujo Distribuido

Inclinación de tubería: El efecto de la inclinación de tubería varía en gran medida la pérdida de presión, ya que la gravedad ejerce fuerza sobre los fluidos. El flujo distribuido puede considerarse como monofásico y la variación de la pérdida de presión por gravedad va a depender de la densidad de la mezcla, por ello si la fase continua es líquido, se obtendrán pérdidas mayores.

Diámetro interno: Se muestra nuevamente la influencia del diámetro de la tubería en la influencia de pérdida de presión. En la simulación realizada, el líquido es la fase continua, por ello se obtiene la mayor pérdida de presión por pie (0.0366 psi/pie), entre todos los tipos de flujo. Los esfuerzos cortantes son mayores en este régimen de flujo, debido a que la viscosidad de la mezcla es mayor.

Tasa de Petróleo y Gas: El roce y las altas velocidades de líquido, contribuyen a que se generen mayores pérdidas de presión, a medida que la tasa de líquido es mayor. En el caso de gas, las pérdidas de presión son muy pequeñas, debido a que en comparación con el líquido, esta fase ocupa menos área de tubería.

Longitud de tubería: El efecto de pérdida de presión en flujo distribuido sobre la longitud de tubería, es el más grande con respecto a los regímenes de flujo anteriores debido a que la fase líquida ocupa la mayor área de tubería y la fase gaseosa se encuentra en forma de burbujas en menor cantidad, aumentando la viscosidad de la mezcla y obteniéndose mayores pérdidas por el efecto de la fricción del líquido con las paredes de la tubería.

Gravedad API: A mayor grado API, se obtienen menores pérdidas de presión, ya que la viscosidad de la mezcla se hace menor.

Los efectos de los parámetros Gravedad específica de gas, temperatura de entrada y del ambiente, y número de divisiones de la tubería, afectan muy poco la pérdida de

presión, debido a que una variación del 20% en estos parámetros, produce apenas una variación máxima del 0.1% en la presión de salida.

Finalizando, el factor que más influye en la pérdida de presión es la inclinación de la tubería, ya que genera pérdidas de presión por gravedad aunado a las pérdidas por fricción y aceleración. Para el régimen de flujo distribuido se obtuvieron las mayores pérdidas de presión, debido a que la fase líquida predomina sobre la fase gaseosa.

El diámetro de tubería es un factor de suma importancia, ya que a medida que se reduce el diámetro, incrementan las pérdidas de presión. Asimismo, aumentan las velocidades superficiales de las fases, y los esfuerzos cortantes de los fluidos sobre la tubería.

El aumento de la tasa de flujo genera incrementos en la energía cinética de los fluidos, lo cual trae como consecuencia un aumento en el gradiente de presión por aceleración. Asimismo, a medida que se incrementa el caudal de líquido en la entrada de la tubería, la viscosidad de la mezcla (líquido y gas) se hace mayor, por lo que los fluidos presentan mayor dificultad para fluir.

5.1.2 Sensibilidad a la temperatura de salida

- **Régimen de Flujo Segregado**

A continuación, en la Figura 5.2, se muestra el diagrama de Tornado obtenido.

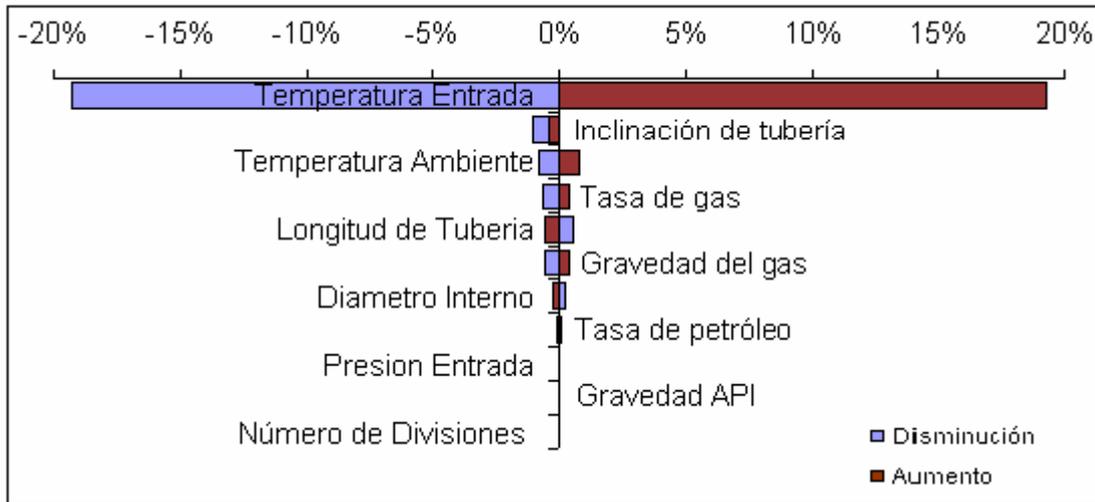


Figura 5.4: Temperatura de Salida- Flujo Segregado

En este caso el factor relevante es nuevamente la inclinación de la tubería pero sólo en el caso de disminución de la temperatura de salida, debido al efecto de la aceleración de gravedad, sobre la segregación gravitacional y la velocidad de los fluidos, ya que si la tubería posee inclinación positiva, al final de la misma se observará un aumento de la fracción líquida “*hold-up*” comparada con una tubería horizontal. El otro factor relevante, esta vez para el aumento de la temperatura de salida, es la temperatura ambiente. Esto se debe, a que en el proceso de transferencia de calor por convección la temperatura del fluido depende directamente de la temperatura del ambiente.

- **Régimen de flujo Distribuido**

En el caso de pérdida de temperatura, se observa en la figura 5.10, que la influencia de los parámetros es muy pequeña, ya que la temperatura incide directamente sobre el coeficiente convectivo que a su vez, se ve afectado directamente por el Número de Nusselt, Reynolds, Prant y Froud. Estos números son poco variables en el presente Trabajo Especial de Grado, debido a que dependen de variables como calor específico y conductividad térmica de los fluidos, de las cuales éstas dos últimas propiedades se

consideraron, en este caso, constantes debido a su poca variabilidad con la temperatura.

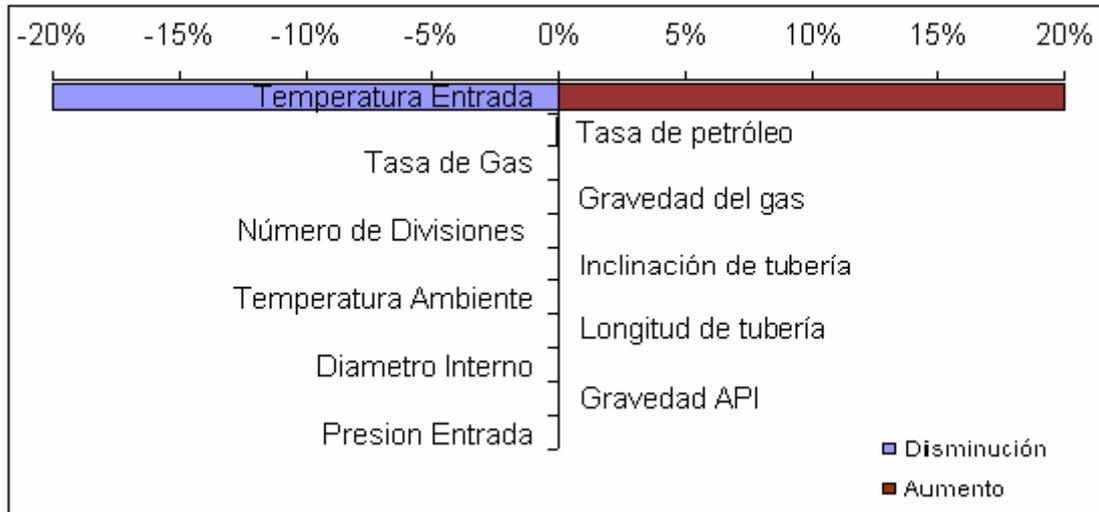


Figura 5.5: Temperatura de Salida – Flujo Distribuido.

- **Régimen de flujo Intermitente**

Tal como se observó en el régimen de flujo anterior, en este caso las variaciones de temperatura se ven poco afectada por los parámetros sensibilizados.

En la simulación de flujo intermitente, aunque se obtuvieron variaciones en ciertos parámetros en pequeñas proporciones, se obtuvo que el factor más influyente fue la temperatura del ambiente, ya que la pérdida de calor va a ser menor mientras la temperatura ambiental sea más alta.

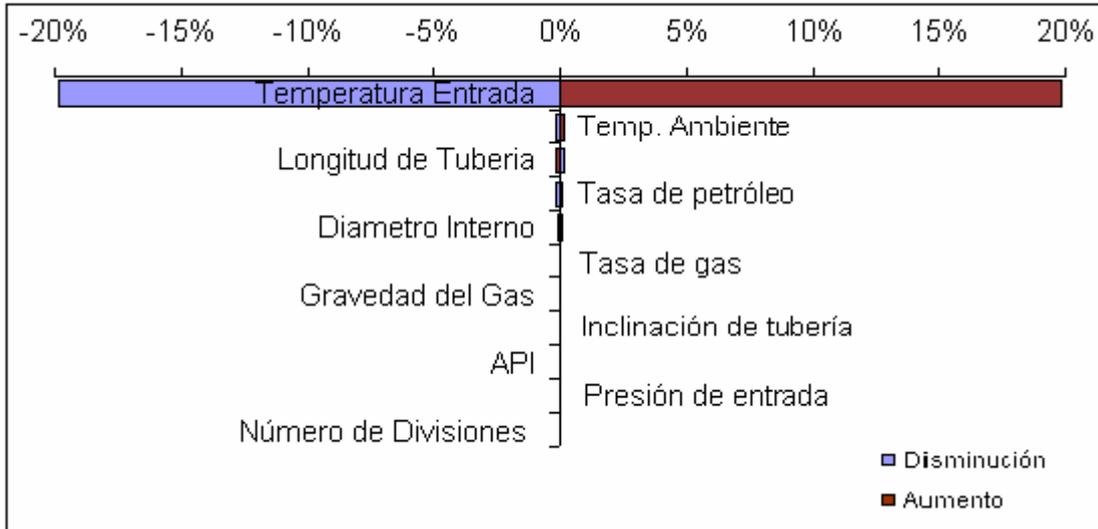


Figura 5.6: Temperatura de Salida – Flujo Intermitente

5.2 Análisis del aporte de la radiación y la inyección de diluentes sobre la presión de salida

- **Efectos de radiación**

En el proceso de radiación se libera calor del cuerpo hacia el ambiente, pero la radiación solar le agrega calor a los fluidos dentro de la tubería, es por ello que es importante la hora y la temperatura en el momento de la simulación. En la siguiente tabla, se presentan los resultados obtenidos en tres simulaciones realizadas a diferentes horas del día. Asimismo, se incluyó el pronosticador de temperaturas y los efectos de transferencia de calor.

Tabla 5. 1. Sensibilidad de presión y temperatura a diferentes horas del día

	Presión (lpc)	Temperatura (°F)	Tipo de Flujo	Viscosidad de líquido
4AM	81,034	89,344	Intermitente	1879,397
11AM	84,360	93,291	Intermitente	1288,671
5 PM	86,220	95,916	Intermitente	1033,109

En la tabla anteriormente mostrada, se pudo observar que a medida que la temperatura aumenta, se obtienen consecuentemente una menor viscosidad del líquido y mayores presiones en la salida de la tubería. Por otro lado, se tiene que la temperatura incide directamente sobre la radiación emitida por los cuerpos, sin embargo, el efecto de la radiación de las líneas de flujo hacia el ambiente es mucho mayor que el efecto de calentamiento que produce la radiación solar.

El aporte de la radiación solar se incrementa con el transcurrir del día, disminuyendo las pérdidas de calor y tomando su máximo valor a la hora del mediodía, para luego descender hasta alcanzar valores nulos al atardecer, en donde la pérdida de calor por radiación solar se hace cero.

- **Efectos de los diluentes sobre crudos pesados y extrapesados.**

En la figura 5.7, se aprecia el efecto de diferentes tipos de diluentes sobre los crudo pesados y extrapesados, observándose que dependiendo del diluyente escogido, se obtienen distintos valores de presión en la salida de la línea de flujo. Para los casos estudiados, el N-hexano resultó el diluyente con el que se obtienen menores pérdidas de presión. Cabe acotar que la diferencia en las presiones de salida obtenidas para cada tipo de diluyente, son muy pequeñas, por lo cual la escogencia del diluyente a utilizar queda limitada en función de su disponibilidad y costo asociado.

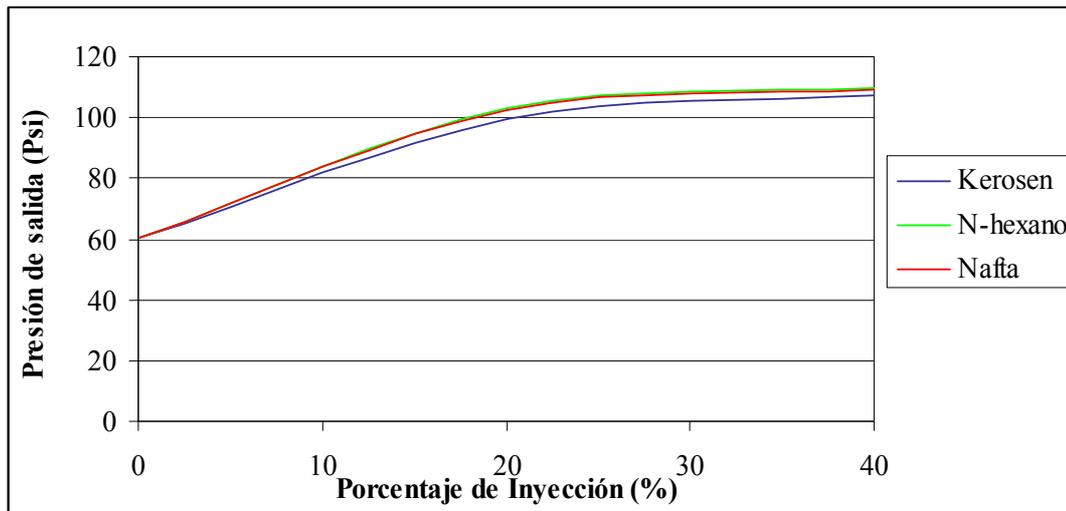


Figura 5.7: Sensibilidad de presión de salida para diferentes diluyentes.

Puesto que en la figura anterior se determinó que con el N-Hexano se obtienen mayores presiones en la salida de las tuberías. En la gráfica a seguir, figura 5.8, se verifica la acción de diferentes concentraciones de este tipo de diluyente a lo largo de la línea de flujo. En esta figura se comparan tres opciones de inyección: Sin diluyente, N-Hexano en una proporción del 20% respecto a la tasa de crudo, y por último, N-Hexano en una proporción del 40% respecto a la tasa de petróleo. En la misma, se aprecia que a mayores porcentajes de inyección, la viscosidad de la mezcla disminuye, ocasionando la disminución en la presión de salida. Asimismo, a mayores concentraciones de diluyente la caída de presión a lo largo de la tubería es menor.

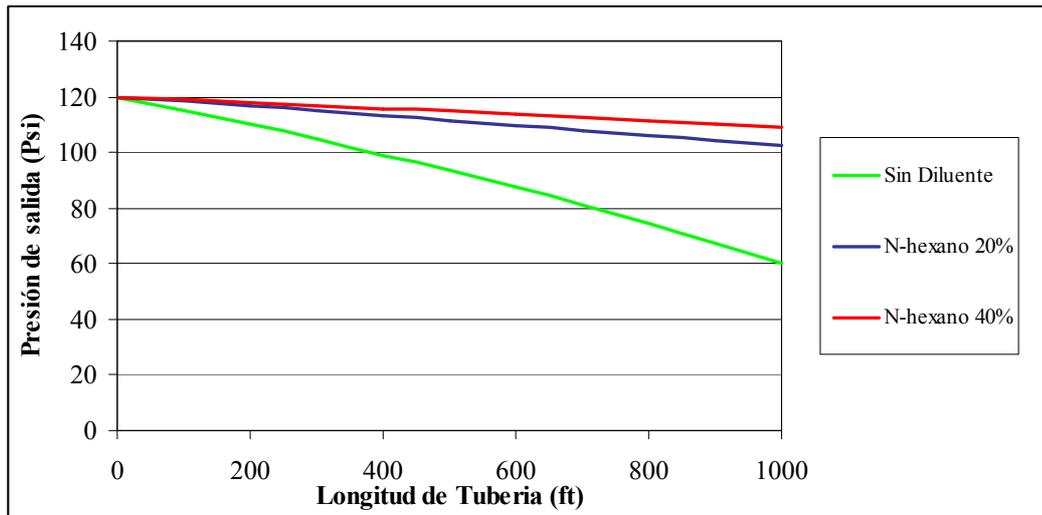


Figura 5.8: Efecto del porcentaje de diluyentes en la presión de salida de la tubería

CONCLUSIONES

1. La herramienta computacional AFM, es confiable para la predicción del flujo multifásico en las líneas de Flujo.
2. AFM tiene la ventaja de poder incluir el efecto de la radiación solar, un fenómeno que no es incluido en las herramientas comerciales.
3. Los factores que más afectan el tipo de flujo y pérdida de presión son la inclinación y el diámetro interno de la tubería.
4. Es de vital importancia considerar los fenómenos de transferencia de calor para crudo pesados.
5. El fenómeno de radiación es un término importante a la hora de estudiar el flujo bifásico, y se observa que el aporte de la radiación de la tubería al ambiente es mayor que la radiación solar sobre la tubería.
6. AFM permite el cálculo de la reducción de la viscosidad de crudos pesados y extrapesados por medio de la inyección de diluentes.
7. La inclinación de la tubería define cuán grande es el aporte de la segregación gravitacional sobre la tubería y por ende las propiedades del flujo.

RECOMENDACIONES

1. Incluir modelos de predicción de pérdida de presión para crudos extrapesados.
2. Complementar la herramienta de manera que se pueda diseñar la tubería en dos o tres dimensiones.
3. Complementar esta herramienta con un simulador de estrangulador en cabezal de pozos para poder modelar todos los fenómenos en la superficie.
4. Probar la herramienta con datos reales de líneas de flujo venezolanas.
5. Programar la herramienta aquí presentada para que calcule la presión de entrada en la tubería dada una presión de salida, es decir, en orden reverso al procedimiento desarrollado en este estudio.
6. Adoptar la correlación de cálculo de viscosidad del crudo para ajustar los valores de éste parámetro medido en laboratorio y suministrados como dato entrante.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Angulo, N.; Pérez, A. 1995 “Influencia de la radiación Solar en Tuberías y Tanques de Almacenamiento”. Caracas, Venezuela
2. Argillier, J. F. ; Hénaut, I ; Gateau, P. ; Héraud ; J. P. “Heavy Oli Dilution”. 2005 SPE 97763.
3. Baker, Ovid. “Desing of Pipelines For simultaneous Flow of Oil and Gas. Part I”. Paper: AIME 323-G
4. Beggs, H. D., and Brill, J.P., (1973) “A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes,” Journal of Petroleum Technology, 607-617. SPE 4007
5. Brill, J.; Arirachakaran, S. “State of the Art in Multiphase Flow”. SPE 23835.
6. Cassanova, C.; Pennaccian, C. “Estudio de Flujo Bifasico Liquido-Liquido en Tuberías Horizontales y Ligeramente Inclinas” Miniproyecto de Ingeniería Química. USB.
7. Cooper, P. (1969), “The absortion of solar radiation in solar stills”, Solar Energy, 12, 3

8. Chew, Ju-Ham; Connally, Carl. "A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils." Spe 1092.
9. Dittus, F.; Boelter, L "Heat transfer in Automobile Radiators of the Tubular Type". U. California (Berkeley) Pub. Eng (1930).
10. García, F; Segura, J.; Moran, R. (2004). "Transferencia De Calor En Flujo Bifásico Gas-Líquido Parte I: Pozos Y Tuberías Horizontales" Revista de la Facultad de Ingeniería d e la U.C.V., Vol. 19, N° 3, pp.83 – 99.
11. Gayón J, González A y Vargas P. "Uso De Imágenes De Videos Digitales Para Estimar El Hold-Up De Líquido En Tuberías Verticales Y Reconocer Los Patrones De Flujo". Miniproyecto de Ingeniería Química. USB.
12. Gbolahan Afonja. "A PC-Based Fluid and Heat Transfer Analyzer for Two-Phase Flow in Pipes". Tesis. College of Engineering and Mineral Resources at West Virginia University
13. Ghajar, A. J. "Non-Boiling Heat Transfer in Gas-Liquid Flow in Pipes – a Tutorial" School of Mechanical and Aerospace Engineering Oklahoma State University
14. Gomez, L.E.; Shoham, Ovadia; Zelimir Schmidt; Northug, Tor; Chokshi, R.N. "Unified Mechanistic Model for Steady-State Two-Phase Flow, Horizontal to Vertical Upward Flow". SPE 65705.

15. Hottel, H. C. (1976), "A simple model for estimating the transmittance of direct solar radiation through clear atmospheres". Solar Energy, 18, 129.
16. Jpt Forum "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems" Spe 5434.
17. KAGO, T., Saruwatari, T., Kashima, M., Morooka, S. and Kato, Y. "Heat Transfer in horizontal Plug and Slug Flow for Gas-Liquid and Gas-Slurry Systems". J. Chem. Eng. Jpn.19, 125-131. (1986)
18. Kreith, Frank. "Principios de Transferencia de Calor". Pag 4-15.
19. Lederer, E "World Petroleum Congress". Londres
20. Lyons, William C. "Standard Handbook of Petroleum & Natural gas Engineering" Vol 2
21. Mandhane J.M.; Gregory G. A.; Aziz, K. "Critical Evaluation of Friction Pressure-Drop Prediction Methods for Gas-Liquid Flow in Horizontal Pipes". SPE 6036
22. McCain Jr, W.D. "Properties Of Petroleum Fluids"; Penwell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1990.
23. Moro, Juarista; Gasteiz, Victoria "Estimación de la Radiación Solar a Partir de Modelos Digitales de Elevaciones. Propuesta Metodológica". Universidad autónoma de Barcelona.

24. Ovid, B., “Design of Pipeline for Simultaneous Flow of Oil and Gas. Part II”. Paper AIME 323-G.
25. Passamai, V. “Determinación De Radiación Solar Horaria Para Días Claros Mediante Planilla De Cálculo”. Facultad de Ciencias Exactas. Argentina.
26. Petukhov, B. “Heat Transfer and Friction in Turbulent Pipe Flow with Variable Physical Properties”. Prensa académica; New York (1978).
27. Ribas, Carlos. “Estudio y diseño numérico de un evaporador de doble tubo con flujo bifásico utilizando mapas de flujo.” Tesis. Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona
28. Romero, C.; Stammitti, A.; González, D. “Estudio de Patrones de Flujo Bifásico Líquido-Gas en Tuberías Inclinadas de 0° a 90°” Universidad Simón Bolívar.
29. Shah, R.; London, A. “Laminar Flow: Forced Convection in Ducts”, Academic Press, New York, (1978).
30. Shu, W. R. “A Viscosity Correlation for Mixtures of Heavy Oil, Bitumen, and Petroleum Fractions”. 1984 SPE 11280
31. Sucre, K.; Navarro, M.; Correa, M.. “Influencia de La Radición Solar en el Caletamiento de Tuberías y Tanques”. Miniproyecto de Ingeniería Química. USB.

32. Teixeira, Steve; Pacheco, Xavier. “Guia de desarrollo de Delphi 5”. Volumen 1. Editorial Prentice Hall

33. Zhang, H. G.; Wang, Q.; Sarica, C.; Brill, J. P. “Unified Model of Heat Transfer in Gas-Liquid pipe Flow”. Spe 90459

34. http://biocab.org/Transferencia_Calor.html Extraído el 25 de Marzo, 2007
35. <http://www.chemstations.net/documents/CCSNmanual56.pdf>. Extraído el 20 de Febrero, 2006
36. <http://docencia.50webs.com/simula01.htm> Extraído el 22 de enero, 2007.
37. <http://es.wikipedia.org/wiki/Simulaci%C3%B3n> Extraído el 23 de Noviembre, 2006
38. http://www.etsimo.uniovi.es/~feli/CursoMDT/Tema_1.pdf Extraído el 23 de Noviembre, 2006
39. <http://homepage.mac.com/uriarte/maprad.html>. Extraído el 12 de abril, 2006
40. http://www.processassociates.com/process/fluid/baker_h.htm Extraído el 10 de enero, 2007
41. <http://www.temas-estudio.com>. Extraído el 22 de enero, 2007

NOMENCLATURA

En esta sección se muestran todas y cada una de las variables utilizadas en este Trabajo Especial de Grado, así como su respectiva nomenclatura, unidades, y en caso de ser necesario, abreviaciones.

θ	Ángulo de inclinación, latitud	°
θ_z	Ángulo Cenital	°
API	API	s / u
A	Área, altura sobre el nivel del mar	ft^2, Km
Cp_m	Calor específico de la mezcla	$\frac{Btu}{lbs \cdot ^\circ F}$
Cp_G	Calor específico gas	$\frac{Btu}{lbs \cdot ^\circ F}$
Cp_L	Calor específico liquido	$\frac{Btu}{lbs \cdot ^\circ F}$
Cp_o	Calor específico petróleo	$\frac{Btu}{lbs \cdot ^\circ F}$
Cp_w	Calor específico Agua	$\frac{Btu}{lbs \cdot ^\circ F}$
K_G	Conductividad térmica gas	$\frac{Btu}{ft \cdot hr \cdot ^\circ F}$
K_L	Conductividad térmica liquido	$\frac{Btu}{ft \cdot hr \cdot ^\circ F}$
K_P	Conductividad térmica tubería	$\frac{Btu}{ft \cdot hr \cdot ^\circ F}$

K_O	Conductividad térmica petróleo	$\frac{Btu}{ft * hr * ^\circ F}$
K_W	Conductividad térmica agua	$\frac{Btu}{ft * hr * ^\circ F}$
ρ_M	Densidad de la mezcla	$\frac{Lbs}{ft^3}$
ρ_G	Densidad del gas	$\frac{Lbs}{ft^3}$
ρ_L	Densidad del liquido	$\frac{Lbs}{ft^3}$
ρ_O	Densidad del petróleo	$\frac{Lbs}{ft^3}$
ρ_L	Densidad del agua	$\frac{Lbs}{ft^3}$
d_i	Diámetro de interno tubería	Pu lg
d_o	Diámetro externo de tubería	Pu lg
C	Factor de corrección C	s / u
F _{TP}	Factor de fricción	s / u
Gm	Flujo másico por unidad de área	$\frac{Lbs}{seg * ft^2}$
λ_L	Fracción liquida sin deslizamiento	s / u
γ_G	Gravedad específica de gas (δ_o)	s / u
γ_L	Gravedad específica del petróleo	s / u
$H_L(\theta)$	“Hold-up” corregido	s / u

$H_L(0)$	“Hold-up” Horizontal (sin corrección)	s/u
L	Longitud de tubería	ft
ΔL	Segmento de tubería	ft
Fr_M	Número de Froud de la mezcla (Nfr)	s/u
Pr_M	Número de Prandt de la mezcla	s/u
Re_M	Número de Reynolds de la mezcla	s/u
N_{LV}	Número de velocidad del liquido (Nlv)	s/u
Fns	Parámetro Fns	s/u
S	Parámetro S	s/u
Y	Parámetro para pérdida de presión	s/u
Q_G	Tasa de gas	$\frac{Pc}{d}$
Q_O	Tasa de petróleo	$\frac{Bbl}{d}$
σ_L	Tensión superficial	$\frac{dinas}{cm^2}$
V_M	Velocidad de la mezcla	$\frac{ft}{seg}$
V_{SG}	Velocidad superficial de gas	$\frac{ft}{seg}$
V_{SL}	Velocidad superficial de líquido	$\frac{ft}{seg}$
μ_M	Viscosidad de la mezcla	cP
μ_G	Viscosidad del gas	cP

μ_o	Viscosidad del líquido	cP
μ_{LW}	Viscosidad en la pared de la tubería	cP
μ_s	Viscosidad de solvente	cP
μ_w	Viscosidad de agua	cP
$\frac{dP}{dZ}$	Gradiente de presión total	$\frac{Psia}{ft}$
$\frac{dP}{dZ}_{fric}$	Gradiente de presión de fricción	$\frac{Psia}{ft}$
$\frac{dP}{dZ}_{acce}$	Gradiente de presión de aceleración	$\frac{Psia}{ft}$
$\frac{dP}{dZ}_{Grav}$	Gradiente de presión de gravedad	$\frac{Psia}{ft}$
ρ_o	Densidad de Petróleo	$\frac{Lbs}{ft^3}$
ρ_g	Densidad de Gas	$\frac{Lbs}{ft^3}$
ρ_s	Densidad del diluyente	$\frac{Lbs}{ft^3}$
R_s	Relación gas petróleo	$\frac{Pcn}{Bn}$
B_o	Factor volumétrico de Petróleo	$\frac{By}{Bn}$
B_w	Factor volumétrico de agua	$\frac{By}{Bn}$
B_g	Factor volumétrico de gas	$\frac{Bn}{Pcn}$

μ_o	Viscosidad de petróleo	cP
μ_s	Viscosidad de diluyente	cP
z	Factor de Compresibilidad de gas	s / u
T	Temperatura	$^{\circ}F$
P	Presión	Psi
Y	Salinidad del agua	ppm
Q_{GSC}	Tasa de gas a condiciones estándar	$\frac{Pcn}{d}$
Q_{OSC}	Tasa de petróleo a condiciones estándar	$\frac{Bbl}{d}$
Q_{WSC}	Tasa de agua a condiciones estándar	$\frac{Bbl}{d}$
$\%C$	Porcentaje de corte de agua	s / u
h_M	Coefficiente convectivo de la mezcla	$\frac{Btu}{ft^2 * hr * ^{\circ}F}$
U	Transferencia de calor total	$\frac{Btu}{ft^2 * hr * ^{\circ}F}$
T_s	Temperatura a la salida	$^{\circ}F$
α	absorbancia	s / u
ϵ	Emisividad	s / u
σ	Constante de Stefan-Boltzmann	$\frac{Btu}{ft^2 * hr * ^{\circ}R^4}$
ω	Angulo horario	rad
δ	Declinación solar	rad

L'	Latitud	rad
A	Altura con respecto al nivel del mar	mts
G_{SC}	Constante de irradiación solar	$\frac{Btu}{ft^2 * hr}$
G_{ON}	Irradiación extraterrestre	$\frac{Btu}{ft^2 * hr}$
G_{CB}	Irradiación directa	$\frac{Btu}{ft^2 * hr}$
G_{CD}	Irradiación difusa	$\frac{Btu}{ft^2 * hr}$
G_T	Irradiación total	$\frac{Btu}{ft^2 * hr}$
h_T	Coefficiente convectivo total	$\frac{Btu}{ft^2 * hr * ^\circ F}$
h_R	Coefficiente convectivo Radiación	$\frac{Btu}{ft^2 * hr * ^\circ F}$
L_1	Variable para definir el tipo de flujo	s / u
L_2	Variable para definir el tipo de flujo	s / u
L_3	Variable para definir el tipo de flujo	s / u
L_4	Variable para definir el tipo de flujo	s / u
To	Temperatura del ambiente	$^\circ F$

GLOSARIO

ANGULO: la porción de plano comprendida entre dos semirrectas con un origen en común denominado vértice.

CALOR ESPECÍFICO: El calor específico o capacidad calorífica específica, de una sustancia es la cantidad de calor necesaria para aumentar su temperatura en una unidad por unidad de masa, sin cambio de estado.

CONDUCTIVIDAD TÉRMICA: La conductividad térmica es la capacidad de los materiales para dejar pasar el calor.

DENSIDAD: Es una magnitud referida a la cantidad de masa contenida en un determinado volumen, y puede utilizarse en términos absolutos o relativos.

DIÁMETRO: se define como la máxima distancia entre dos puntos de una determinada forma geométrica (circular o con cualquier otra geométrica).

FLUJO LAMINAR: movimiento de un fluido cuando este es perfectamente ordenado, estratificado, de manera que el fluido se mueve en láminas paralelas, si la corriente tiene lugar entre dos planos paralelos, o en capas cilíndricas coaxiales.

FLUJO TURBULENTO: Movimiento de un fluido que se da en forma caótica, en que las partículas se mueven desordenadamente y las trayectorias de las partículas se encuentran formando pequeños remolinos aperiódicos, como por ejemplo el agua en un canal de gran pendiente.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: La gravedad específica esta definida como el peso unitario del material dividido por el peso unitario del agua destilada a 4 grados centígrados. Se representa la Gravedad Específica por G_s , y también se puede calcular utilizando cualquier relación de peso de la sustancia a peso del agua siempre y cuando se consideren volúmenes iguales de material y agua.

NÚMERO DE FROUDE: Es un factor adimensional que relaciona la fuerza de inercia y la fuerza peso.

NÚMERO DE PRANDTL: Representa la relación que existe entre la difusividad molecular de la cantidad de movimiento y la difusividad molecular del calor o entre el espesor de la capa límite de velocidad y la capa límite térmica.

NÚMERO DE REYNOLDS: Reynolds (1874) estudió las características de flujo de los fluidos inyectando un trazador dentro de un líquido que fluía por una tubería. A velocidades bajas del líquido, el trazador se mueve linealmente en la dirección axial. Sin embargo a mayores velocidades, las líneas del flujo del fluido se desorganizan y el trazador se dispersa rápidamente después de su inyección en el líquido. El flujo lineal se denomina Laminar y el flujo errático obtenido a mayores velocidades del líquido se denomina Turbulento.

TASA DE FLUJO: Volumen de líquido o gas que pasa por una determinada sección transversal en la unidad de tiempo, generalmente se expresan en m³/s.

TENSIÓN SUPERFICIAL: Fenómeno por el cual la superficie de un líquido tiende a comportarse como si fuera una delgada película elástica.

TRANSFERENCIA DE CALOR: Proceso por el que se intercambia energía en forma de calor entre distintos cuerpos, o entre diferentes partes de un mismo cuerpo que están a distinta temperatura. El calor se transfiere mediante convección, radiación o conducción.

TUBERÍA: Elementos de diferentes materiales que cumplen la función de permitir el transporte el agua u otros fluidos en forma eficiente.

VISCOSIDAD: Es la oposición que muestra un fluido a las deformaciones tangenciales.

ANEXO A

Revisión del estado del arte en flujo multifásico y transferencia de calor ^{[5],[13],[18],[21],[28]}.

Revisión de correlaciones: Gran cantidad de investigaciones teóricas y experimentales se ha llevado a cabo para flujo horizontal, vertical e inclinado, pero muchos de los resultados de las correlaciones son válidas para un limitado rango de tasas de flujo, propiedades de fluidos y tamaños de tuberías.

Muchas de las correlaciones de pérdida de presión publicadas requieren de la predicción de dos parámetros: el “hold-up” y el factor de fricción bifásico. La confiabilidad de cada una de las correlaciones es dependiente de la exactitud para estimar el “hold-up” y el factor de fricción. A continuación se nombran cada una de las correlaciones más importantes:

Lockhart y Mattinelli (1949): Fue utilizada para mezclas aire-líquido, como kerosén, agua, benceno y varios aceites. Este estudio fue realizado para tuberías de diámetro de 0.0586 a 1.017 pulgadas. A pesar de pequeño rango de diámetro de tubería, esta correlación ha sido usada extensamente en las industrias con moderado éxito.

Bertuzzi et al. (1956): Este método es basado en un factor de fricción bifásico que es correlacionado con el número de Reynolds bifásico, la correlación es derivada de un set de datos mayormente aire-agua. Este método requiere la predicción independiente de hold-up.

Hoogendoorn, (1959): Proponen correlaciones para regímenes de flujo estratificado, tipo ola, y anular disperso basado en datos experimentales obtenidas de aire-aceite y

agua aceite, para diámetros de tuberías de 0.945 hasta 5.5 pulgadas. Para los otros regímenes de flujo recomiendan utilizar Lockhart y Martinelli.

Hoogendoorn and Buitelaar (1961): Continuaron el trabajo de Hoogendoorn, y presentaron correlaciones para regímenes flujo tipo burbuja, slug y disperso para un sistema Freon-11 y agua.

Baker (1961): Produjo una modificación compleja a la correlación de Lockhart y Martinelli para intentar tener una mayor exactitud con respecto a tuberías de mayores diámetros. Todas las ecuaciones tienen incluidas el diámetro de la tubería como variable, al contrario de Lockhart y Martinelli.

Duns y Ros (1963): Esta correlación fue el resultado de extensos estudios de laboratorio, en donde el “*hold-up*” y el gradiente de presión fueron medidos. Ellos desarrollaron mapas de patrones de flujo e identificaron regiones de flujo. (i) Burbuja, plug y parte de froth flor, (ii) slug y la otra mitad de froth flor (iii) mist flor y la zona de transición. Esta correlación es solo valida para pozos verticales.

Dukler et al (1964): Propone varias maneras para calcular la fricción en la pérdida de presión, dependiendo del tipo de flujo, y concluyeron que el no deslizamiento es su método preferido.

Hughmark (1965): Utilizo datos para sistemas de aire-aceite, aire-agua, aire-glycol y gas-aceite en tuberías de 1.049 a 7.75 pulgadas. Esta correlación solo es aplicable para flujo tipo “slug”.

Baroezy (1966): Esta correlación fue derivada usando datos de numerosos sistemas, generalmente en tuberías de diámetros pequeños. El método correlaciona un índice de propiedades y la calidad de la mezcla. Muchos de los datos utilizados provienen de sistemas relacionados con transferencia de calor y transporte.

Chisholm (1967): Presento un modelo muy simplificado de la correlación de Lockhart y Martinelli. Esta correlación es expresada como una simple ecuación con una constante arbitraria, la cual depende de la naturaleza de flujo en cada fase (laminar o turbulenta).

Chawla's (1968): Esta correlación esta basada esencialmente en los datos contenidos en el banco de datos AGA/API. La forma de esta correlación tiene una fuerte dependencia con la velocidad superficial de gas y el diámetro de la tubería, mientras que las propiedades de los fluidos ejercen mucho menos efecto para la predicción de la pérdida de presión

Govler y Aziz (1972): La correlación fue propuesta para ser usada en regímenes de flujo burbuja dispersa y elongada. Esta es derivada de consideraciones mecanistas, usado junto con el cálculo de “*hold-up*” por Mandhane.

Beggs y Brill (1973): Es una de las pocas correlaciones publicadas capaces de manejar una gran gama de condiciones de flujo que se pueden encontrar en operaciones petróleo y gas, tales como flujo ascendente, en declive, horizontal, inclinado y vertical. Esta basada en datos experimentales para aire agua y para diámetros de tuberías de 1 y 1 ½ pulgas.

Agrawal et al (1973): Realizan un modelo mecanicista para flujo horizontal estratificado bifásico, mediante el uso de un procedimiento iterativo computacional, que calcula el “*hold-up*” y el gradiente de presión simultáneamente. Este modelo fue comparado con datos de aire y agua para tuberías de una pulgada de diámetro, con buenos resultados.

Taitel 1976: es de los pioneros en la implementación de uso de modelos mecanicista. Este estudio se enfoca en determinar numéricamente las transiciones de los regímenes de flujo en flujo bifásico. También presenta un mapa de flujo generalizado.

Mukherjee y de Brill (1985): Este estudio se basa en una tubería en forma de "U" invertida, de 1.5 pulgadas en una tubería de acero, que se podía levantar o bajar a cualquier ángulo de 0° de $\pm 90^\circ$ del horizontal. Aproximadamente 1000 medidas de caída de presión y sobre 1500 medidas de "hold-up" fueron obtenidas para los varios caudales del gas y del líquido.

Xiao et al (1990): Es un modelo mecanicistas que fue desarrollado para flujo multifásico gas-liquido que es capaz de detectar 4 regímenes de flujo: estratificado, intermitente, anular y burbuja. El banco de datos incluye diámetros grandes de tubería obtenidos de A.G.A. y de datos de laboratorio. Tiene buenos resultados comparado con correlaciones empíricas.

Beggs y Brill (1991): Se realiza una modificación al mapa de patrones de flujo, donde se define el flujo transitorio como una transición entre flujo estratificado e intermitente.

Gómez et al (2000): Es un modelo unificado para la predicción de regímenes de flujo, "hold-up" y caída de presión aplicable para cualquier rango de inclinación desde 0° a $\pm 90^\circ$. Este modelo es aplicable a pozos verticales, direccionales y horizontales el cual fue validado con datos de campo en Alaska con 86 casos. En comparación de con otros modelos, tiene muy buen desempeño.

Manabe et al (2003): Desarrollaron un modelo de transferencia de calor para flujo vertical. En su estudio. En las pruebas experimentales usaron flujo multifásico a alta presión, con un petróleo de 35 API y y gas natural.

Zhang et al (2004): Esta desarrollado como un modelo unificado para diferente regímenes de flujo tomando en cuenta cualquier inclinación desde -90° hasta $+90^\circ$ de la horizontal. El modelo predice el coeficiente de calor convectivo interno de la tubería para petróleo crudo y gas natural.

Ghajar and Kim (2005): Estudiaron el no burbujeo en flujo multifásico con transferencia de calor para diferentes parámetros de flujo con distintas inclinaciones de tubería.

ANEXO B

Conceptos Básicos

B.1. Patrones de flujo^[11]

Existen diferentes regímenes de flujo, ya que cada autor puede realizar una clasificación dependiendo de sus intereses y objetivos. Otro factor muy importante que puede diferenciar un modelo de otro es la inclinación del tubo. Beggs y Brill los dividen en tres grandes grupos, como se muestran a continuación ^{[25],[28]}:

B.1.1. Flujo distribuido

Al menos una de las fases (gas o líquido) es discontinua. En este grupo se encuentran:

Flujo en burbujas (Bubble flow): En este caso, pequeñas burbujas de gas se distribuyen en un flujo continuo de líquido. En tubos horizontales tienden a concentrarse en la parte superior del tubo. A medida que la proporción de vapor aumenta, la distribución de las burbujas es menos uniforme.

Flujo neblina (Spray flow) (mist, froth,dispersed): Cuando la proporción de fase gas es ya muy superior a la de la fase líquido, el gas ocupa toda la sección del tubo, y el líquido viaja en forma de pequeñas gotas que se distribuyen axialmente a lo largo del tubo.

B.1.2. Flujo Intermitente

El líquido es la fase continua, y el gas es la fase discontinua. Los tipos de Flujos característicos son:

Flujo tapón (Plug flow): Burbujas de gran tamaño que ocupan la parte superior del tubo, mientras el resto del tubo está ocupado por líquido.

Flujo slug (Slug flow): El líquido se distribuye de tal manera que forma una especie de bolsas de líquido en forma de babosas (slug), que llenan el tubo y que son separadas por zonas de gas que forman unas burbujas alargadas, las cuales contienen una fina capa de líquido estratificado, que moja la superficie del tubo.

B.1.3. Flujo segregado

Ambas fases son continuas. Los tipos de flujos que se encuentran son:

Flujo estratificado (Stratified flow) (layered, separated): En el flujo estratificado el líquido fluye por la parte inferior del tubo, mientras que el gas circula por la parte superior. Este régimen se suele dividir en dos. Stratified smooth que ocurre normalmente a velocidades pequeñas, y en el cual la superficie que se encuentra entre ambas fases aparece lisa; y Stratified Wavy que en que la superficie intermedia aparece ondulante.

Flujo ondulado (Wavy flow) (ripple flow, cresting): El flujo ondulado es una característica que puede aparecer en diferentes configuraciones de flujo, como en el flujo estratificado o como en el flujo anular. Las altas velocidades del flujo hacen que la fase líquido forme unas “olas” que viajan en la dirección del flujo y alteran el equilibrio entre ambas fases.

Flujo anular (Annular flow) (ringed): Como resultado de un incremento de la velocidad del gas, se forma en el centro del tubo un núcleo de gas, que es rodeado por una capa de líquido que ocupa la periferia del tubo.

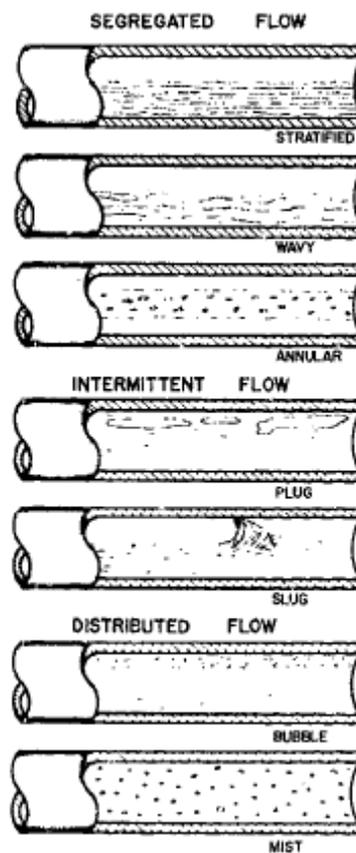


Figura B. 1: Tipos de Flujo ^[4]

B.2. Mapas de Flujo ^[28]

Es un gráfico de dos dimensiones que representa límites de la transición del régimen del flujo. Los parámetros más comunes usados para los ejes son las velocidades superficiales de líquido y gas, aunque se utilizan a veces las variables adimensionales. Existen mapas explícitos para tubos en posición horizontal y otros para posición vertical, y en general para cualquiera que sea el grado de inclinación del tubo. Aún así también hay mapas que se adaptan a cualquier tipo de inclinación, ya que muchos regímenes de flujo coinciden entre diferentes posiciones.

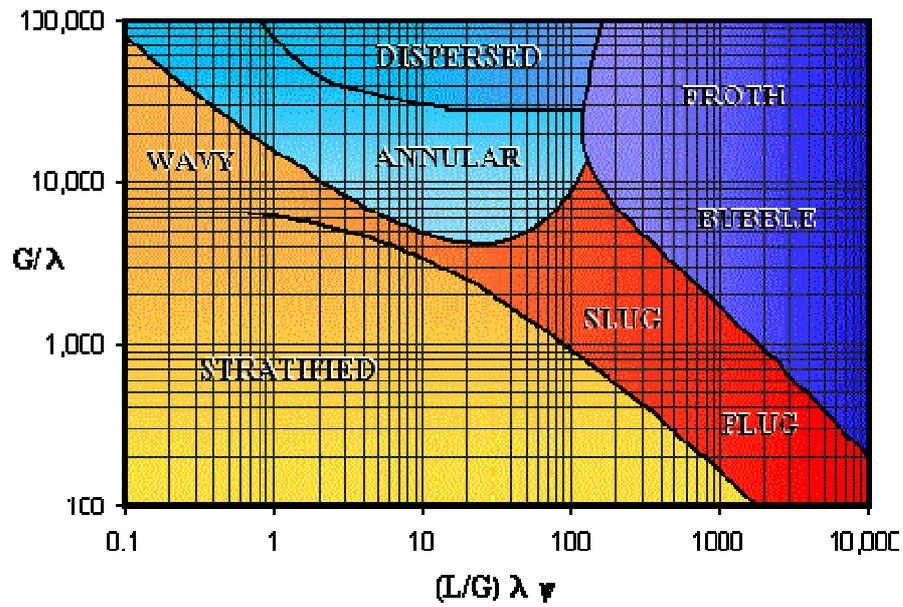


Figura B. 2: Diagrama de Baker 1954 ^[40]

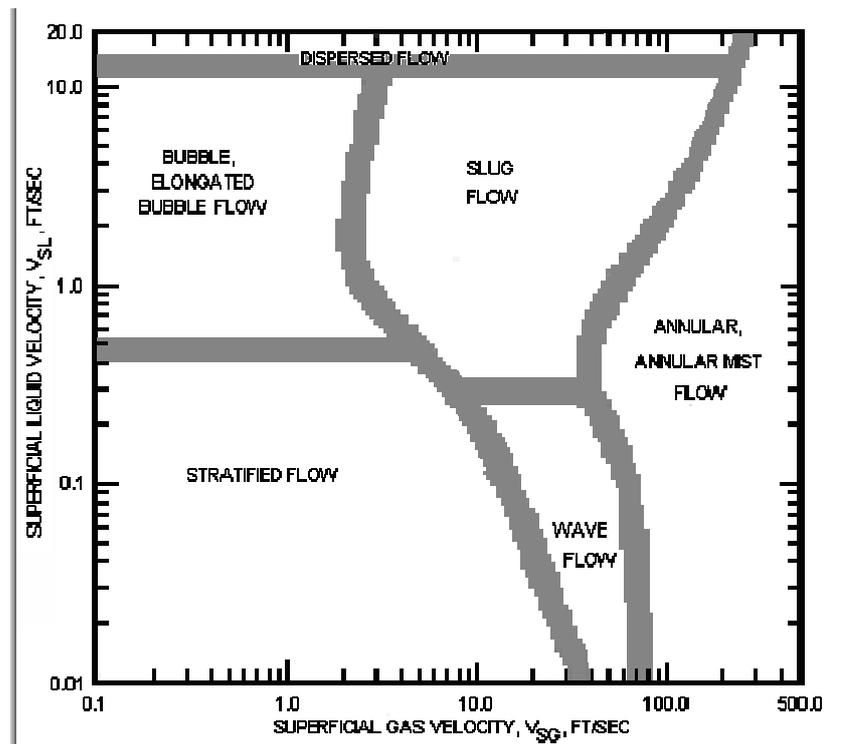


Figura B. 3: Diagrama de Madhane, Gregory Aziz 1974 ^[16]

B.3. “Hold-up” ^[12]

Es la relación de volumen ocupado por el líquido en un segmento de tubería, y el volumen total del segmento de la misma, considerando el efecto de deslizamiento entre las fases.

ANEXO C

Correlaciones PVT

En esta sección, se presentarán las correlaciones PVT empleadas en la programación de la herramienta, divididas en tres secciones: correlaciones para determinar las propiedades del componente petróleo, correlaciones para determinar las propiedades del componente agua, y por último, las correlaciones empleadas en la generación de las propiedades referentes al gas.

C.1. Correlaciones para determinar las propiedades del componente petróleo.

Para la mayoría de las propiedades (R_s , B_o) se utilizaron las correlaciones de Standing, como se muestra a continuación:

***Relación gas-petróleo en solución*^[16]**

Para determinar la variación de la Relación Gas - Petróleo en solución (R_s) con la presión, se hizo uso de las correlaciones de Standing. Esta ecuación se muestra en la ecuación C.1.

$$R_s = \gamma_G \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) \cdot 10^A \right]^{1.2048} \quad \text{Ec. C.1}$$

$$A = 0.0125 API - 0.00091 T$$

En donde:

R_s : Relación Gas - Petróleo en solución, [PCN/BN]

γ_G : Gravedad específica del gas, [fracción]

P: Presión, [psia]

API: Gravedad API del crudo sujeto a estudio, [°API]

Las correlaciones de Standing, sugieren que el crudo estudiado cumpla con una serie de requisitos mínimos que coinciden con el rango de los datos utilizados en la generación de las correlaciones, mostradas en la tabla C.1.

Tabla C. 1: Rango requerido de los datos para emplear las correlaciones de Standing^[16]

Propiedad	Valor Máximo	Valor Mínimo
Presión de burbujeo, psia	130	7000
Temperatura, °F	100	258
Relación gas-petróleo en solución, PCN/BN	20	1425
Gravedad API del crudo @ 60°F	16.5	63.8
Gravedad específica del gas disuelto	0.59	0.95
Temperatura del Separador, °F	100	
Presión en el separador, psia	150	400

Factor volumétrico de formación^[20]

Para determinar la variación del Factor Volumétrico de Formación (β_o) con la presión se empleó la correlación propuesta por Standing para esta propiedad, mostrada en la ecuación C.2.

$$\beta_o = 0.9759 - 0.000120 \cdot \left[R_s \left(\frac{\gamma_G}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T \right]^{1.2} \quad \text{Ec. C.2}$$

Donde:

β_o : Factor Volumétrico de Formación, [BY/BN].

Rs: Relación Gas-Petróleo en solución, [PCN/BN].

γ_g : Gravedad específica del gas, [fracción].

γ_o : Gravedad específica del petróleo, [fracción].

T: Temperatura, [°F].

Correlaciones para determinar la viscosidad del petróleo.^{[8], [20]}

Para determinar la viscosidad del petróleo, hay que distinguir entre dos etapas: la etapa subsaturada ($P > P_b$) y la etapa saturada ($P \leq P_b$). Para cada etapa, distintos autores han desarrollado una serie de correlaciones, cada una con características y rangos de aplicación distintos. En este estudio se utilizaron las correlaciones de Beggs y Robinson, y Vásquez y Beggs.

Viscosidad del crudo muerto (μ_{ob})^[8].

En primer lugar, para el cálculo de la viscosidad del crudo se partió de la suposición que el crudo se encuentra por debajo del punto de burbujeo en la línea de flujo, y se calcula la viscosidad del crudo muerto, que no es más que crudo sin gas en solución, correspondiente a presión atmosférica y a temperatura de yacimiento. Para realizar este cómputo, se utilizó la correlación de **Beggs-Robinson**, cuya formulación matemática se detalla en las ecuaciones C. 5, C. 6, C. 7, y C.8.

$$\mu_{ob} = 10^x - 1$$

Ec. C. 5

Siendo:

$$x = y T^{-1.163} \quad \text{Ec. C. 6}$$

$$y = 10^z \quad \text{Ec. C. 7}$$

$$z = 3.0324 - 0.02023^\circ \text{ API} \quad \text{Ec. C. 8}$$

Viscosidad para crudos saturados ^[8, 20]

Para este tipo de crudo, se utilizó la correlación propuesta por Beggs y Robinson en 1975, con la forma siguiente:

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b \quad \text{Ec. C. 9}$$

En donde:

$$a = 10.71 (R_s + 100)^{-0.515} \quad \text{Ec. C.10}$$

$$b = 5.44 (R_s + 150)^{-0.338} \quad \text{Ec. C.11}$$

Los rangos adecuados para trabajar con éstas correlaciones se pueden observar en la tabla C.3.

Tabla C. 2: Rango requerido de los datos para emplear las correlaciones de Beggs-Robinson ^[20]

Propiedad	Valor Máximo	Valor Mínimo
Presión, psia	132	5265
Temperatura, °F	70	295
Relación gas-petróleo en solución, PCN/BN	20	2070
Gravedad API del crudo @ 60°F	16	58

C.2. Correlaciones para determinar las propiedades del agua.

Para determinar las propiedades PVT del agua, diversos autores ^[20, 22] han propuesto diversas correlaciones, en función de análisis de muestras provenientes de todo el mundo. A continuación se especificarán las correlaciones empleadas en la generación de los datos PVT del agua de formación empleada en este estudio.

Factor volumétrico de formación ^[20]

El factor volumétrico de formación del agua (β_w) fue determinado a partir de la siguiente expresión matemática:

$$\beta_w = A_1 + A_2 P + A_3 P^2 \quad \text{Ec. C.15}$$

$$A_i = a_1 + a_2 T + a_3 T^2 \quad \text{Ec. C.16}$$

Tabla C. 3: Valores de los coeficientes a_1 , a_2 , a_3 correspondientes a cada A_i , Ec B15-B16^[20]

A_i	a_1	a_2	a_3
A_1	0.9947	$5.8 \cdot 10^{-6}$	$1.02 \cdot 10^{-6}$
A_2	$-4.228 \cdot 10^{-6}$	$1.8376 \cdot 10^{-8}$	$-6.77 \cdot 10^{-11}$
A_3	$1.3 \cdot 10^{-10}$	$-1.3855 \cdot 10^{-12}$	$4.285 \cdot 10^{-15}$

Viscosidad del agua ^{[20],[22]}

Meehan en 1980, propuso una correlación para determinar la viscosidad del agua (β_w), tomando en cuenta los efectos de la presión y la salinidad:

$$\mu_w = \mu_{wD} [1 + 3.5 \cdot 10^{-2} P^2 (T - 40)] \quad \text{Ec. C.17}$$

Con:

$$\mu_w = \mu_{wD} [1 + 3.5 \cdot 10^{-2} P^2 T] \quad \text{Ec. C.18}$$

$$\mu_{wD} = A + B/T \quad \text{Ec. C.19}$$

$$A = 4.518 \cdot 10^{-2} + 9.313 \cdot 10^{-7} Y - 3.93 \cdot 10^{-12} Y \quad \text{Ec. C.20}$$

$$B = 70.634 + 9.576 \cdot 10^{-10} Y^2 \quad \text{Ec. C.21}$$

En donde:

μ_w : Viscosidad del agua, [cp].

μ_{wD} : Viscosidad del agua @ 14,7 psia y T, [cp].

T: Temperatura, [°F].

P: presión, [psia].

Y: salinidad del agua de formación, [ppm].

C.3. Correlaciones para determinar las propiedades del gas.

Las propiedades del gas disuelto en el crudo se determinaron por medio de una serie de correlaciones y métodos conocidos y encontrados en la literatura. Los métodos empleados en la determinación de cada propiedad se detallan a continuación.

Factor de Compresibilidad del Gas. ^[22]

Para determinar el factor de compresibilidad del gas, se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$P_{pc} = 708,75 - 57,5 \cdot \gamma_g \quad \text{Ec. C.26}$$

$$T_{pc} = 169 + 314 \cdot \gamma_g \quad \text{Ec. C.27}$$

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad \text{Ec. C.28}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad \text{Ec. C.29}$$

Donde:

P_{pc} : Presión Pseudo Crítica [psia]

T_{pc} : Temperatura Pseudo Crítica [°R]

P_{pr} : Presión Pseudo Reducida [adimensional]

T_{pr} : Temperatura Pseudo Reducida [adimensional]

P: Presión del Yacimiento [lpca]

T: Temperatura del Yacimiento [°R]

Mediante la iteración Newton Raphson se calcula el valor de la densidad reducida en la ecuación no lineal

$$-0.06125 p_{pr} t e^{-1.2(1-t)^2} + \frac{y + y^2 + y^3 - y^4}{(1-y)^3} - (14.76t - 9.76t^2 + 4.58t^3)y^2 + (90.7t - 242.2t^2 + 42.4t^3)y^{(2.18+2.82t)} = 0$$

Ec. C.30

Para luego determinar el valor de Z

$$Z = \frac{0.06125 p_{pr} t e^{-1.2(1-t)^2}}{y}$$

Ec. C31

Donde:

P_{pr} : Presión reducida

T: Temperatura pseudo-reducida

y: Densidad reducida (incognita)

Factor Volumétrico del Gas^[22]

Mediante la siguiente ecuación, se determinó el factor volumétrico del gas con la temperatura y presiones del yacimiento:

$$\beta_{gi} = 0,00503 \cdot \frac{Z \cdot T}{P}$$

Ec. C.30

Donde:

P: Presión, [psia]

T: Temperatura, [°R]

β_{gi} : Factor Volumétrico del Gas @ condiciones iniciales, [PCY/PCN]

Viscosidad del gas^[22]

Los valores de viscosidad del gas del yacimientos, se determinó utilizando la correlación de Lee, A.L., González, M.H y Eakin, B.E . Las ecuaciones usadas fueron las siguientes:

$$\mu_g = \frac{K \cdot \exp \cdot (X \cdot \rho_g^Y)}{10^4} \quad \text{Ec. C.31}$$

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 \cdot M) \cdot T^{1,5}}{209 + 19 \cdot M + T} \quad \text{Ec. C.32}$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01 \cdot M \quad \text{Ec. C.33}$$

$$Y = 2,4 - 0,2 \cdot X \quad \text{Ec. C.34}$$

$$\rho_g = 1,4935 \times 10^{-3} \cdot \frac{P \cdot M}{z \cdot T} \quad \text{Ec. C.35}$$

Donde:

μ_g : Viscosidad del gas a p y T (cP)

ρ_g : Densidad del gas (gr/cc)

M : Peso molecular del gas (= 28,96 γ_g), (lb/lb-mol)

z : Factor de compresibilidad del gas (adimensional)

p : Presión (psia)

T : Temperatura ($^{\circ}\text{R}$)

El rango de aplicación para estas ecuaciones se presenta tabla C.4.

Tabla C. 4: Rango de aplicación de la correlación de Lee, A.L., González, M.H y Eakin, B.E.^[22]

Parámetro	Mínimo	Máximo
Presión (lpca)	100	8000
Temperatura ($^{\circ}\text{F}$)	100	340
$^{\circ}\text{API}$	10	52,5

ANEXO D

Predictor de Temperaturas

A continuación se muestra el procedimiento que se utilizó^[24] para determinar la función de la temperatura ambiente:

- Se utilizó el trabajo previo de “Influencia de La Radiación Solar en el Calentamiento de Tuberías y Tanques” como punto de partida.
- Se tomó la base de datos de la pagina web Weather.com, la variación de temperatura para las ciudades de Venezuela.
- Se tomó la temperatura de 2 días consecutivos en la ciudad de Caracas con intervalos de una hora.
- Se transformó la temperatura a grados °F.
- Se transformó un parámetro que por comodidad se ha llamado tiempo angular.
- Se definió la función $f(\theta) = a + b * \text{sen}(\theta) + c * \text{cos}(\theta)$ fijando arbitrariamente los valores de las constantes a, b y c.
- Se definió la función error $err = \sqrt{T^2 + f(\theta)^2}$ y se evaluó punto a punto
- Se creo una hoja de Excel y usando la función solver se ajustaron a, b y c de modo que la sumatoria de lo errores de cada punto se hiciera mínima.
- Obteniéndose funciones para cada día del año, que van a depender de la hora del amanecer, anochecer, la temperatura máxima y mínima.

A Continuación se muestra una de las tablas creadas su grafica de solución:

Distribución de Temperaturas @Ccs 29-01-07

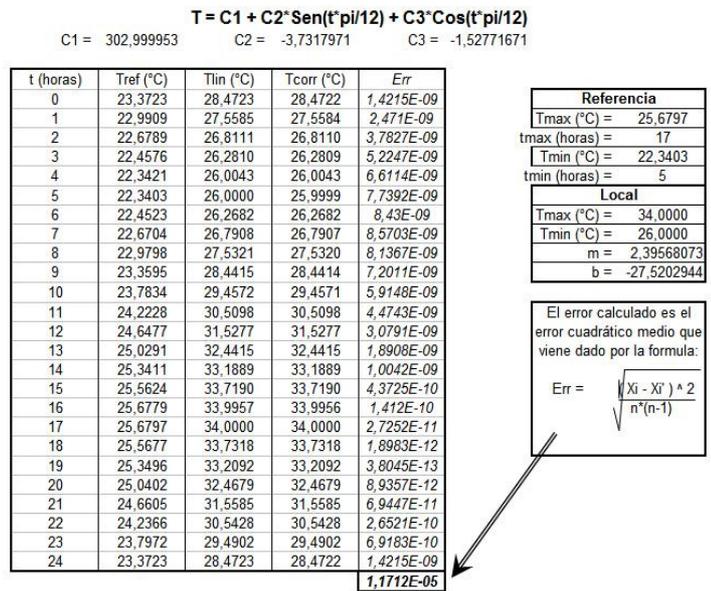


Figura D 1: Utilización del solver de Excel, para la distribución de temperaturas

Obteniéndose el comportamiento de la curva:

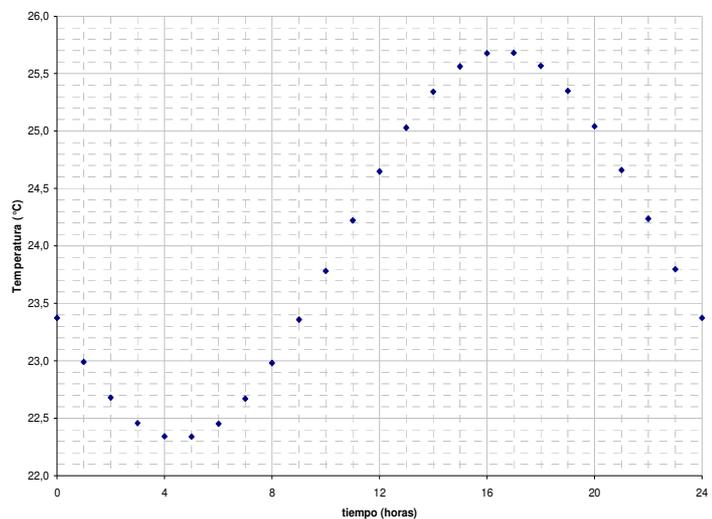


Figura D 2: Distribución de Temperaturas en la ciudad de Caracas

ANEXO E

Datos de Validación y Resultados del análisis Paramétrico

A continuación se muestran los datos experimentales para la validación de pérdida de calor. Tablas E.1

Tabla E. 1: Datos experimentales [24]

Parámetros a medir	Corridas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Tasa de Gas	MSCFD	2670	2552	12050	11886	6474	4348	26970	25552	12050	11886	6474	4348	7471,6	9338,4
Tasa de Petroleo	Bols/D	514	5484	4167	6592	4970	5420	514	5484	4167	6592	4970	5420	627	721
Longitud de la linea	Ft	11317	11317	11317	11317	5534	11317	41333	41333	31115	41333	41333	41333	3666	3666
Diametro interno	Pulg	7,75	7,75	7,75	7,75	7,75	7,75	10,136	10,136	10,136	10,136	10,136	10,136	4,026	4,026
presion de entrada	Psig	983	1007	972	977	964	940	964	975	962	960	952	930	1087	1096
presion de salida	Psig	964	975	962	960	958	930	945	946	948	936	936	912	1067	1075
Gravedad especifica del gas	S/U	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,625	0,625
Densidad de gas	Lbs/FT3	3,42	3,48	3,38	3,32	3,38	3,28	3,36	3,37	3,38	3,32	3,32	3,28	4,31	4,31
Densidad del liquido	lbs/gal	6,499	6,499	6,525	6,499	6,53	6,103	6,499	6,499	6,525	6,499	6,53	6,103	5,11	5,11
Viscosidad del gas	cP	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,0145	0,0145
Viscosidad del liquido	cP	0,577	0,574	0,58	0,578	0,58	0,587	0,577	0,577	0,58	0,578	0,58	0,589	0,557	0,557
Tension superficial	Dynes/cm	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7
Psi	S/U	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,5	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,5	4,98	4,98
lambda	S/U	7,62	7,7	7,58	7,58	7,58	7,71	7,6	7,62	7,58	7,58	7,58	7,71	9,66	9,66
Temperatura de la linea	°F	75	80	69	78	66	82	75	80	69	78	66	82	79	80
Caída de presion	Psig	19	32	10	17	6	10	19	29	14	24	16	18	20	21
reynold gas	*1000 S/U	2840	2750	1268	1250	681	456,3	2172	2100	991	997	532	357	1510	2020
Reynolds Liquido	*1000 S/U	8,26	88,5	67	105,5	79,2	80,3	6,31	67,6	51,1	80,7	60,6	61,2	15,8	18,2
Flujo masico de gas	lbs/(hr*ft2)	155500	147307	69500	68500	37400	25000	90500	85727	40400	39800	21700	14600	158000	210000
Flujo masico de Liquido	lbs/(hr*ft2)	17850	191000	145000	228500	173000	177000	10440	111400	84500	133300	101000	110000	63600	76500
Tipo de Flujo	S/U	Anular	Anular	Anular	Slug	Slug	Anular	Anular	Anular	Slug	Slug	Slug	Slug	anular	anular

Tabla E.1 Datos experimentales ^[24] (Continuación)

Parametros a medir	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Tasa de Gas	Corridas	6979,6	9338,4	11767	6483,5	4440,7	6483,5	6797,9	11950	9476,7	6483,5	11950	9476,7
Tasa de Petroleo	MSCFD	627	721	192	136	76	136	107	236	244	136	236	244
Longitud de la linea	Bbls/D	14790	14790	11427	11427	11427	10617	10617	11313	11313	22044	41317	41317
Diametro interno	Ft	5,937	5,937	7,75	7,75	7,75	7,75	7,75	7,75	7,75	7,75	10,136	10,136
presion de entrada	Pulg	1070	1076	712	705,5	1075,5	703	1067	1064	1074	705,5	1063	1068
presion de salida	Psig	1055	1060	703	703	1075	701,5	1065,5	1062	1067	701,5	1055,5	1058
Gravedad especifica del gas	Psig	0,625	0,625	0,62	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,59
Densidad de gas	S/U	4,28	4,28	2,62	2,62	3,99	2,62	3,99	3,99	3,99	2,62	3,99	3,88
Densidad del liquido	Lbs/Ft3	5,11	5,11	6,15	6,15	5,68	6,15	5,68	5,68	5,68	6,15	5,68	5,68
Viscosidad del gas	lbs/gal	0,0145	0,0145	0,0143	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
Viscosidad del liquido	cP	0,577	0,577	0,63	0,63	0,557	0,63	0,557	0,557	0,557	0,63	0,557	0,557
Tension superficial	Dynes/cm	16,7	16,7	18	18	15	18	15	15	15	18	15	16,7
Psi	S/U	4,98	4,98	4,25	5,17	4,25	5,17	4,27	5,17	5,17	4,25	5,17	4,65
lamda	S/U	9,66	9,66	6,86	6,86	8,82	6,86	8,82	8,82	8,82	6,86	8,82	8,7
Temperatura de la linea	°F	72	73	65	65	69	65	70	69	69	66	70	69
Caída de presion	Psig	15	16	9	2,5	0,5	1,5	1,5	1	2	4	7,5	10
reynold gas	*1000 S/U	1022	1370	1330	722	494	722	746	756	1038	722	1023	794
Reynolds Liquido	*1000 S/U	10,7	1235	2,67	1,88	1,1	1,88	1,55	1,48	3,56	1,88	2,62	2,71
Flujo masico de gas	lbs/(hr*ft2)	72300	96300	71100	37800	25900	37800	38900	39600	55200	37800	40600	31800
Flujo masico de Liquido	lbs/(hr*ft2)	29200	35100	6310	4470	2310	4470	3250	3090	7400	4470	4170	4320
Tipo de Flujo	S/U	Anular	Anular	Wave	Wave	Stratified	Wave	Stratified	Annular	Wave	Wave	Wave	Stratified

Tabla E. 4 Diferencias en simulaciones entre AFM y el caso base

	Segregado			Intermitente			Distribuido						
	Presión	Temperatura	Tipo de Flujo	Qo	Gg	Qo	Qg	Presión	Temperatura	Tipo de Flujo	Qo	Gg	
Caso Min 1	0.26	-33.63	VERDADERO	-0.0001	-1.6588	VERDADERO	-0.0054	-10.6888	-0.40	-35.96	VERDADERO	-0.0060	-1.2031
Caso Min 2	0.00	-1.32	VERDADERO	0.0000	-0.0687	VERDADERO	0.0000	-0.0968	0.00	-0.02	VERDADERO	0.0000	-0.0008
Caso Min 3	-401.08	0.06	VERDADERO	-0.0004	5.8890	VERDADERO	-0.0056	158.2739	-408.69	0.00	VERDADERO	-0.0223	5.3187
Caso Min 4	-0.20	0.04	VERDADERO	-0.0004	-50.50	VERDADERO	-0.0034	16.1388	-11.97	0.00	VERDADERO	-0.0188	1.4025
Caso Min 5	0.19	-0.17	VERDADERO	-0.0031	0.0157	VERDADERO	-0.0701	-11.5133	17.56	-0.07	VERDADERO	-0.1534	1.2159
Caso Min 6	0.09	-0.95	VERDADERO	-0.0005	1.3314	VERDADERO	-0.0038	6.5164	-1.95	-0.05	VERDADERO	-0.0162	1.2592
Caso Min 7	0.88	-1.05	VERDADERO	0.0000	-1.9652	VERDADERO	0.0010	-25.9045	9.62	-0.05	VERDADERO	0.0005	-2.1761
Caso Min 8	0.52	1.03	VERDADERO	0.0000	0.0467	VERDADERO	0.0013	-13.0922	13.85	-0.02	VERDADERO	0.0008	-0.1161
Caso Min 9	-6.19	0.48	FALSO	0.0000	0.0953	FALSO	-0.0093	1367.9424	45.20	-0.01	VERDADERO	0.0026	-0.3661
Caso Min 10	22.90	-1.79	VERDADERO	0.0000	-0.3193	VERDADERO	0.0100	-52.9075	186.54	-0.04	VERDADERO	0.0109	-1.3415
Caso Min 11	0.00	0.00	VERDADERO	0.0000	-0.0001	VERDADERO	0.0000	0.2177	0.01	-0.05	VERDADERO	0.0000	0.0000
Caso Max 1	-0.28	33.65	VERDADERO	0.0001	1.7346	VERDADERO	0.0055	12.6942	-0.24	35.96	VERDADERO	0.0067	1.4133
Caso Max 2	0.00	1.32	VERDADERO	0.0000	0.0688	VERDADERO	0.0000	0.0969	0.00	0.02	VERDADERO	0.0000	0.0008
Caso Max 3	400.63	-0.06	VERDADERO	0.0005	-2.8897	VERDADERO	0.0054	-38.4058	407.72	0.00	VERDADERO	0.0239	-2.4142
Caso Max 4	0.13	-0.04	VERDADERO	0.0005	-0.0338	VERDADERO	0.0043	-10.4818	10.78	0.00	VERDADERO	0.0242	-1.6726
Caso Max 5	-0.24	0.16	FALSO	0.0031	-0.0156	VERDADERO	0.0894	17.3264	-19.59	0.01	VERDADERO	0.1529	-1.2211
Caso Max 6	0.05	0.89	VERDADERO	0.0006	-1.5984	VERDADERO	0.0036	-7.9591	3.64	0.00	VERDADERO	0.0294	-1.7805
Caso Max 7	-1.24	0.75	VERDADERO	0.0000	1.9760	VERDADERO	-0.0011	34.9921	-6.40	0.00	VERDADERO	-0.0004	2.1868
Caso Max 8	-0.52	-1.02	VERDADERO	0.0000	-0.0461	VERDADERO	-0.0014	18.4144	-13.89	-0.02	VERDADERO	-0.0008	0.1183
Caso Max 9	1.52	-0.36	VERDADERO	0.0000	-0.0337	VERDADERO	0.0036	-29.9878	45.20	-0.01	VERDADERO	0.0026	-0.3661
Caso Max 10	-140.43	-1.04	VERDADERO	-0.0002	1.5745	FALSO	-0.0101	2023.2714	-184.19	0.00	VERDADERO	-0.0108	2.0055
Caso Max 11	0.00	0.00	VERDADERO	0.0000	0.0000	VERDADERO	0.0000	-0.1423	-0.01	0.00	VERDADERO	0.0000	-0.0011

Tabla E. 5 Diferencias en % entre AFM respecto a caso base

	Segregado			Intermitente			Distribuido						
	Presión	Temperatura	Tipo de Flujo	Qo	Gg	Qo	Gg	Presión	Temperatura	Tipo de Flujo	Qo	Gg	
Caso Min 1	0.01%	-19.25%	VERDADERO	-0.66%	-17.57%	VERDADERO	-1.51%	-13.54%	-0.02%	-19.99%	VERDADERO	-0.77%	-32.50%
Caso Min 2	0.00%	-0.76%	VERDADERO	-0.03%	-0.71%	VERDADERO	-0.01%	-0.12%	0.00%	-0.01%	VERDADERO	0.00%	-0.02%
Caso Min 3	-20.08%	0.04%	VERDADERO	-2.90%	62.14%	VERDADERO	-1.58%	202.43%	-21.16%	0.00%	VERDADERO	-2.90%	143.66%
Caso Min 4	-0.01%	0.03%	VERDADERO	-2.50%	0.31%	VERDADERO	-0.95%	20.64%	-0.62%	0.00%	VERDADERO	-2.44%	37.89%
Caso Min 5	0.01%	-0.10%	VERDADERO	-20.00%	0.17%	VERDADERO	-19.72%	-14.73%	0.81%	-0.04%	VERDADERO	-18.90%	32.85%
Caso Min 6	0.00%	-0.54%	VERDADERO	-3.51%	14.10%	VERDADERO	-1.06%	10.89%	-0.10%	-0.03%	VERDADERO	-2.10%	34.02%
Caso Min 7	0.05%	-0.60%	VERDADERO	-0.01%	-20.81%	VERDADERO	0.28%	-33.13%	0.50%	-0.03%	VERDADERO	0.07%	-58.79%
Caso Min 8	0.03%	0.59%	VERDADERO	0.03%	0.49%	VERDADERO	0.37%	-16.74%	0.72%	-0.01%	VERDADERO	0.10%	-9.89%
Caso Min 9	-0.31%	0.27%	FALSO	-0.04%	0.94%	FALSO	-2.61%	1749.57%	2.34%	-0.01%	VERDADERO	0.33%	-9.89%
Caso Min 10	1.15%	-1.03%	VERDADERO	0.13%	-3.36%	VERDADERO	2.80%	-67.67%	9.76%	-0.02%	VERDADERO	1.41%	-36.24%
Caso Min 11	0.00%	0.00%	VERDADERO	0.00%	0.00%	VERDADERO	0.01%	0.28%	0.00%	-0.02%	VERDADERO	0.00%	0.00%
Caso Max 1	-0.01%	19.26%	VERDADERO	0.76%	18.37%	VERDADERO	1.54%	16.24%	-0.01%	19.99%	VERDADERO	0.87%	38.18%
Caso Max 2	0.00%	0.76%	VERDADERO	0.03%	0.71%	VERDADERO	0.01%	0.12%	0.00%	0.01%	VERDADERO	0.00%	0.02%
Caso Max 3	20.06%	-0.03%	VERDADERO	3.11%	-31.66%	VERDADERO	1.52%	-49.12%	21.11%	0.00%	VERDADERO	3.10%	-65.22%
Caso Max 4	0.01%	-0.02%	VERDADERO	0.21%	-0.36%	VERDADERO	1.20%	-13.41%	0.56%	0.00%	VERDADERO	3.14%	-45.18%
Caso Max 5	-0.01%	0.09%	FALSO	20.00%	-0.16%	VERDADERO	19.55%	22.16%	-1.01%	0.01%	VERDADERO	19.83%	-32.98%
Caso Max 6	0.00%	0.38%	VERDADERO	3.89%	-16.92%	VERDADERO	1.03%	-10.18%	0.18%	0.00%	VERDADERO	3.81%	-48.10%
Caso Max 7	-0.06%	-0.43%	VERDADERO	0.01%	20.92%	VERDADERO	-0.30%	44.75%	-0.33%	-0.01%	VERDADERO	-0.05%	59.06%
Caso Max 8	-0.03%	-0.58%	VERDADERO	-0.03%	-0.48%	VERDADERO	-0.36%	-0.72%	-0.01%	-0.01%	VERDADERO	-0.10%	3.20%
Caso Max 9	0.08%	-0.21%	VERDADERO	0.00%	-0.36%	VERDADERO	1.01%	-38.35%	2.34%	-0.01%	VERDADERO	0.33%	-9.89%
Caso Max 10	-7.03%	-0.60%	VERDADERO	-1.07%	16.67%	FALSO	-2.83%	2987.73%	-10.06%	0.00%	VERDADERO	-1.40%	54.18%
Caso Max 11	0.00%	0.00%	VERDADERO	0.00%	0.00%	VERDADERO	0.00%	-0.18%	0.00%	0.00%	VERDADERO	0.00%	-0.03%

