

**Desarrollo de un modelo numérico para flujo multifásico en estado estable para sistemas
de recolección de crudo**

Ing. Gustavo Andrés Valle Tamayo
Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos

**Trabajo de grado presentado para optar por el título de
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos**

Director:
Manuel Enrique Cabarcas Simancas
M. Sc. en ingeniería química.

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos
Bucaramanga
2018**

Dedicatoria

A Dios por darme la sabiduría, quién supo guiarme por el buen camino y darme fuerzas para no desmayar en los problemas que se presentaban.

A mi madre, Cielo Tamayo, por ser el pilar en mi vida y motivarme para seguir adelante.

A mi padre, Gustavo Valle, por guiarme y aconsejarme en cada momento.

A mis hermanas, Alejandra e Isabel, por su incondicional amor hacia mí.

A mis abuelos, Julio Tamayo (Q.E.P.D), Nedis Banquet y M^a Teresa Fragoso (Q.E.P.D), por ser parte de mi inspiración.

A Mayerly Jaimes por su amor y compañía, y convertir cada día en recuerdos maravillosos.

A mi familia, por su apoyo incondicional.

A mis amigos por regalarme alegrías.

Agradecimientos

Al director del proyecto, el ingeniero Manuel Enrique Cabarcas, por el acompañamiento y recomendaciones durante el desarrollo de este proyecto de investigación.

Al ingeniero Erik Montes por sus sabios consejos.

A los ingenieros, Fernando Calvete y Robinson Jiménez, por sus aportes como calificadores de este proyecto.

A los ingenieros Emiliano Ariza, Samuel Muñoz, y a Mónica Hernández por su entrega al programa de maestría y por su apoyo durante mis estudios.

Al grupo de Trabajo de Tomografía, por su incondicional amistad.

Al Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos, y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, por brindarme la oportunidad de tener una formación integral.

A M^a Libia, Juan Badillo, Carlos Villarreal, Andrés Ortiz, y Carlos Rojas, por darme ánimos y valiosos consejos que atesoraré en mi vida.

A mis amigos, que con sus contribuciones morales ayudaron al cumplimiento de este proyecto.

A Mayerly Jaimes, por ser mi sustento.

Tabla de contenido

Introducción	15
1.Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo: descripción de requerimientos.....	16
1.1. Sinopsis	16
1.2. Modelado del Flujo para su Aseguramiento	17
1.2.1. Perspectiva del flujo multifásico en estado estable.....	19
1.2.2. Desempeño de las correlaciones de flujo	23
1.2.3. Caracterización física del fluido	27
1.2.4. Modelo Térmico.....	28
1.3. Principios de simulación	29
1.3.1. Modelo de fluidos:	31
1.3.2. Modelo Físico	32
1.3.3. Modelo de transferencia de calor:	33
1.3.4. Modelo de correlaciones de flujo multifásico:.....	33
2. Caracterización y modelado del flujo multifásico: aplicación computacional	35
2.1. Sinopsis	35
2.2. La práctica de la ingeniería del <i>software</i>	36
2.2.1. Entender el problema (comunicación y análisis):	37
2.2.2. Planear la solución (modelado y diseño del software):.....	39
2.2.3. Ejecutar el plan (generación del código):	41
2.2.4. Examinar la exactitud del resultado (probar y asegurar la calidad):.....	42
3. Modelo numérico para el análisis y el diseño de redes de tubería para flujo bifásico.....	44
3.1. Sinopsis	44
3.2. Modelos de redes de tuberías	45
3.2.1. Modelos de solución numérica.	45
3.3. Formulación del modelo propuesto.....	51
3.3.1. Modelo de Flujo Multifásico.....	51
3.3.2. Modelo de red de tuberías.	63
3.4. Solución numérica.....	65
3.4.1. Identificación de la Red de Tuberías.....	65
3.4.2. Procedimiento Iterativo.....	67
3.4.3. Discusión de resultados.....	68

4. Análisis de sistemas de recolección de flujo multifásico usando técnicas de programación orientada a objetos	70
4.1. Sinopsis	70
4.2. Ingeniería de software orientada a objetos.....	71
4.3. Modelado orientado a objetos para una red de tubería	74
4.3.1. Transferencia de calor para una línea de flujo	76
4.3.2. Transferencia de calor para varias líneas de flujo.....	77
4.4. Arquitectura del software.....	78
4.4.1. Modelos de diseño	79
4.5. INPRO, Integrated Production System	83
4.5. Desafíos del modelado de redes.....	86
4.5.1. Jerarquía de nodos.....	86
4.5.2. Trayectoria de recorrido.....	87
4.5.3. Algoritmo de Auto aprendizaje.....	87
4.6. Perfil de Presión y Temperatura para una red de tuberías.	88
4.6.1. Análisis de resultados.....	88
4.7. Limitaciones del modelo computacional	88
5. Producción intelectual.....	94
6. Conclusiones	95
7. Recomendaciones.....	96
Referencias.....	97

Lista de figuras

Figura 1. Parámetros que afectan la complejidad del modelado del flujo en tubería 19

Figura 2. Evolución del modelado del flujo multifásico..... 24

Figura 3. Requerimientos generales para modelar flujo multifásico. 33

Figura 4. Estructura simplificada de un simulador de flujo. Adaptado de (Bratland, 2008) 39

Figura 5. Algoritmo solución generalizado. 43

Figura 6. Requerimientos generales para modelar flujo multifásico. Modificado de Tian & Adewumi (1994). 65

Figura 7. Diagrama de Flujo del modelo propuesto 68

Figura 8. Diseño de un sistema orientado a objetos. Izquierda: Sistema real, derecha: Interpretación- Programa. 72

Figura 9. Arquitectura general del modelo computacional propuesto. 80

Figura 10. Arquitectura detallada del modelo computacional propuesto. a) User Interface, b) General Algorithm, c) Financial, d) PVT, e) Flow, f) Temperature, g) Correlations, h) Reports, i) Schema. 81

Figura 11. GUI INPRO. 1) Paleta superior, propiedades específicas por objeto; 2) Enmallado, 3) Paleta inferior, propiedades globales. 85

Figura 12. GUI INPRO. Componentes de la pestaña Simulation. 85

Figura 13. Acciones ejecutadas por INPRO. 86

Figura 14. Esquema de simulación 1. Esquema simple. 89

Figura 15. Esquema de simulación 2. Esquema de mayor complejidad. 89

Figura 16. Comparación de perfiles de presión y temperatura- Escenario 1. 91

Figura 17. Desempeño de los modelos computacionales- Escenario 1. 92

Figura 18. Comparación de perfiles de presión y temperatura- Escenario 2. 92

Figura 19. Desempeño de los modelos computacionales- Escenario 2. 93

Lista de tablas

Tabla 1. Simuladores para flujo multifásico en estado estable. Modificado de (Bratland, 2008) 18

Tabla 2. Rango de aplicación de correlaciones PVT. Modificado de (Bergman & Sutton, 2009; Moradi, et al., 2010)..... 30

Tabla 3. Conductividades térmicas de distintos materiales para elaboración de tubería. Modificado de (Bratland, 2008) 31

Tabla 4. Conductividades térmicas de distintos materiales para revestimiento/aislamiento de tubería. Modificado de (Bratland, 2008)..... 31

Tabla 5. Conductividades térmicas de materiales sólidos. Modificado de (Bratland, 2008)..... 32

Tabla 6. Investigaciones relacionadas con el desarrollo de software para el modelado de flujo multifásico..... 41

Tabla 7. Constantes a, b y c para el cálculo de hold-up. Modificado de Beggs & Brill (1973). 56

Tabla 8. Constantes d, e, f y g para el cálculo de hold-up. Modificado de Beggs & Brill (1973)... 56

Tabla 9. Relación entre nodos y tuberías del sistema 66

Tabla 10. Propiedades del fluido a una presión promedio 66

Tabla 11. Características de las tuberías del sistema 67

Tabla 12. Resultados obtenidos con el modelo propuesto. 69

Tabla 13. Correlaciones PVT's implementadas en el modelo computacional..... 84

Tabla 14. Parámetros de simulación. 90

Nomenclatura y acrónimos

$\left(\frac{dH}{dL}\right)_t$	Gradiente de entalpía total, BTU/lb ft
$\frac{dT}{dL}$	Gradiente de Temperatura, °F/Ft
$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{Ace}$	Gradiente de Presión debido a la aceleración
$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{El}$	Gradiente de Presión debido a la elevación
$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$	Gradiente de Presión debido a la fricción
$B_g =$	Factor volumétrico del gas, ft ³ /SCF
$c_o =$	Comprensibilidad del aceite, psi ⁻¹
$C_{pm} =$	Calor específico del fluido, BTU/lb °F
$C_w =$	Comprensibilidad del agua, psi ⁻¹
$P_{sr} =$	Presión pseudoreducida
$R_{sw} =$	Razón del gas disuelto-agua
$T_{sr} =$	Presión pseudoreducida
$c_g =$	Comprensibilidad del gas, psi ⁻¹
$\frac{dP}{dL}$	Gradiente de Presión total
$\mu_{ob} =$	Viscosidad del aceite saturado, cp
$\mu_{od} =$	Viscosidad del aceite muerto, cp
$\sigma_{go} =$	Tensión interfacial gas-aceite
$\sigma_{gw} =$	Tensión interfacial del gas-agua
$A =$	Área transversal de la tubería, ft ²
API	Gravedad API
$B_o =$	Factor volumétrico de formación del aceite, Bb/STB
$B_w =$	Factor volumétrico de formación del agua, Bb/STB
$C_e =$	Coefficiente de pérdida menor.
$D =$	Diámetro de la tubería, ft
F.C. =	Factor de compresibilidad del gas, adim.
$h_f =$	Caída de Presión.
$H_L(0) =$	Hold-up horizontal de líquido, adim.
$K =$	Constante referida a la resistencia en la tubería

$L =$	Longitud de la tubería, ft
$n =$	Potencia característica de la tubería
$N_{FR} =$	Número de Froud, adim
$N_{LV} =$	Número de velocidad del líquido
$N_{Re} =$	Número de Reynolds, adim
$P =$	Presión promedio, psia
$P_1 =$	Presión en el nodo inicial, psi
$P_2 =$	Presión en el nodo final, psi
$P_b =$	Presión de Burbuja, psi
$\dot{Q} =$	transferencia de calor, BTU/h
$q =$	Caudal total a través de la tubería, STB/d
$Q_0 =$	Flujo inicial asumido.
$q_g =$	Caudal de gas, ft ³ /s
$q_l =$	Caudal de líquido, ft ³ /s
$q_o =$	Caudal de aceite, ft ³ /s
$q_w =$	Caudal de agua, ft ³ /s
$R =$	Relación gas/aceite, SCF/STB
$R_s =$	Relación gas en solución/aceite, SCF/STB
$SG_g =$	Gravedad específica del gas, adim.
$T =$	Temperatura promedio, R
$U =$	Coefficiente global de transferencia de calor, BTU/h ft ² °F
$WOR =$	Relación agua/aceite, adim.
$W_g =$	Flujo másico del gas, lbm/h
$W_L =$	Flujo másico del líquido, lbm/h
$W_m =$	Flujo másico de la mezcla, lbm/h
$Z =$	Elevación.
$\Theta =$	Ángulo de la tubería tomado desde el nodo menor al nodo mayor, grados
$\mu_g =$	Viscosidad del gas, cp
$\mu_l =$	Viscosidad del líquido, cp
$\mu_m =$	Viscosidad de la mezcla, cp
$\mu_o =$	Viscosidad de aceite, cp
$\mu_w =$	Viscosidad de agua, cp
$\rho_g =$	Densidad del gas, Lbm/ft ³

- $\rho_l =$ Densidad del líquido, Lbm/ft³
- $\rho_o =$ Densidad del aceite, Lbm/ft³
- $\rho_{sp} =$ Densidad de la mezcla, Lbm/ft³
- $\rho_w =$ Densidad del agua, Lbm/ft³
- $\sigma_l =$ Tensión superficial del líquido
- $\gamma_g =$ Gravedad específica del gas

Resumen

TÍTULO: DESARROLLO DE UN MODELO NUMÉRICO PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN ESTADO ESTABLE PARA SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE CRUDO*

AUTOR: GUSTAVO ANDRÉS VALLE TAMAYO**

PALABRAS CLAVES: Modelo numérico, algoritmo, flujo multifásico, estado estable, red de recolección.

DESCRIPCIÓN:

Un nuevo algoritmo solución para analizar flujo bifásico en redes de recolección de crudo, desde cabeza de pozo hasta separador, es presentado. Este algoritmo es adoptado en un modelo computacional por medio de la programación orientada a objetos. Se fundamenta en la resolución en marcha de las variables hidráulicas, siendo una modificación al propuesto inicialmente por Tian & Adewum. Para su ejecución, no hay necesidad de generar arreglos matriciales complejos, ya que adopta el esquema de las reglas de Kirchhoff. Asimismo, se modificaron algunas correlaciones de flujo, para que se adaptaran al algoritmo propuesto. En adición, se plantea un modelo jerárquico para modelar la transmisión de los fluidos por la red de flujo. Esta metodología se ha implementado utilizando una colección de clases en java para el modelado estructurado de sistemas altamente no lineales, a través de la jerarquización de variables, clases y subclases como componentes de un modelo. Esta investigación presenta una aplicación funcional de la metodología orientada a objetos para modelar una red de transmisión de fluido bifásico (i.e. gas, líquido). Los resultados derivados de la herramienta desarrollada fueron comparados con un software comercial, y se encuentra que el algoritmo propuesto tiene un buen desempeño respecto a esta. El modelo computacional fue desarrollado bajo los estándares de HCI (i.e. Human Computer Interaction) para garantizar un software amigable e intuitivo al usuario final.

* Tesis para optar por el título de Magister en ingeniería de hidrocarburos.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. MSc. en ingeniería química Manuel Enrique Cabarcas (Director).

Abstract

TITLE: DEVELOPMENT OF A NUMERICAL MODEL FOR STEADY-STATE MULTIPHASE FLOW SYSTEMS FOR CRUDE OIL GATHERING*

AUTHOR: GUSTAVO ANDRÉS VALLE TAMAYO **

KEY WORDS: Numerical model, algorithm, multiphase flow, steady state, oil gathering.

DESCRIPTION:

A new solution algorithm to analyze biphasic flow in crude collection networks, from wellhead to separator, is presented. This algorithm is adopted in a computational model using object-oriented programming. It is based on the ongoing solution of hydraulic variables, being a modification to the model initially proposed by Tian & Adewum. For its execution, the algorithm does not need to generate complex matrix arrays, because it adopts the scheme of the Kirchhoff rules. Likewise, some flow correlations were modified to adapt to the proposed algorithm. In addition, a hierarchical model is proposed to model the transmission of fluids through the flow network. This methodology has been implemented using a collection of classes in java for the structured modeling of highly non-linear systems, through the hierarchy of variables, classes and subclasses as components of a model. This research presents a functional application of object-oriented methodology to model a two-phase fluid transmission network (i.e. gas, liquid). The results derived from the developed tool were compared with commercial software, and it is found that the proposed algorithm has a good performance with respect to this one. The computational model was developed under the HCI (i.e. Human Computer Interaction) standards to guarantee user-friendly and intuitive software for the end user.

* Thesis for the degree of Magister engineering hydrocarbons.

**Faculty of PhysicoChemical Engineering. School of Petroleum Engineering. MSc, in chemical engineering Manuel Enrique Cabarcas (Director).

Introducción

La capacidad de evaluar el desempeño hidráulico de sistemas de recolección es requerida para: i) un adecuado diseño, ii) comprender los efectos de los cambios dinámicos, y iii) garantizar el cumplimiento de los requisitos de demanda dentro de los límites operacionales aceptables. En los últimos años, el análisis del flujo de red y la distribución de los fluidos ha sido un área de investigación de interés activa y bastante amplia. Debido a la presencia de no linealidad, ninguna de las formulaciones de análisis de red puede resolverse directamente; por lo tanto, se debe emplear un procedimiento iterativo. En la literatura se han sugerido varias técnicas para la solución de las ecuaciones de flujo para sistemas monofásicos, evidenciando los escasos estudios en sistemas multifásicos.

El presente trabajo expone el desarrollo de un modelo numérico para simular el comportamiento multifásico de los fluidos en una red de recolección, considerando: i) El balance para cada nodo de la red de: continuidad, momentum y energía (algoritmo de solución en marcha), y, ii) creación de un algoritmo que modele el recorrido del fluido en la red de recolección, para interpretación del modelo computacional (algoritmo jerárquico). Esta aproximación ha sido implementada usando la programación orientada a objetos por medio de la tecnología de Java 8, y fundamentada en los principios de ingeniería de software.

El modelo computacional proporciona la predicción de perfiles de presión, temperatura, propiedades PVT, *hold up* de líquido, velocidades superficiales, y patrones de flujo. El software fue validado por medio de analogías de resultados con uno comercial, consiguiendo errores máximos de 1.7 [%] y 4[%] para el modelado de la presión y la temperatura, respectivamente.

1. Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo: descripción de requerimientos

1.1. Sinopsis

Un tema persistente a lo largo del estudio del flujo multifásico ha sido la necesidad de modelar y predecir el comportamiento, y los fenómenos que estos manifiestan. La complejidad de los sistemas de producción, la variación de las propiedades de los fluidos (i.e. líquido, gas) en función de la presión y la temperatura, y la existencia de una diversidad de correlaciones para el cálculo de características hidráulicas, ocasionan que el diseño de sistemas multifásicos sea complejo para la producción ingenieril.

Durante más de un siglo, la industria petrolera ha enfocado esfuerzos para caracterizar el flujo multifásico, sin embargo, esta caracterización a través de modelados matemáticos rigurosos, se ha empleado desde hace sólo 60 años. Por lo cual, en las últimas décadas los ingenieros han recurrido cada vez más a herramientas computacionales de simulación para modelar el flujo multifásico, contemplando una variedad de aplicaciones concernientes al aseguramiento de flujo (Shippen & Bailey, 2012).

En la actualidad, los modelos de flujo multifásico en estado estacionario y transitorio están firmemente adscritos a herramientas de simulación, facilitando el estudio del comportamiento del sistema de producción desde el yacimiento hasta el separador. Sin embargo, uno de los grandes retos para la descripción de estos procesos, es realizar una especificación adecuada de los requerimientos que conlleven al desarrollo de la caracterización del flujo de manera exitosa (Pressman, 2009). Por tanto, en busca de asegurar el proceso de manera metódica y sistemática, esta investigación se centra en los parámetros necesarios que garanticen una descripción apropiada del flujo en dos fases (gas y líquido) en estado estacionario, constituida por una estructura enfocada al modelado; para el cual existen una gran diversidad de correlaciones y enfoques en la literatura. Si bien la presencia de

sólidos, fluidos complejos y flujo con cuatro (o más) fases sí existe; tales flujos están más allá del alcance de este trabajo.

1.2. Modelado del Flujo para su Aseguramiento

El diseño a gran escala de tuberías y facilidades involucra garantizar la consecución de los objetivos de producción mediante la predicción, prevención, y solución de los problemas originados por el comportamiento de las sustancias transportadas (i.e. gases, líquidos y sólidos, ya sea separados o en condiciones de fases múltiples) (Di Lullo, 2012). Típicamente el aseguramiento de flujo es discutido en términos de las características de los fluidos de producción y las soluciones ingenieriles, para afrontar los retos originados a razón del fluido. La comprensión de estos criterios, y el desarrollo de simuladores computacionales han permitido un avance significativo en el área de diseño ingenieril. Por lo tanto, la ciencia es fundamental para la simulación, la simulación es esencial para la ingeniería y la ingeniería es imprescindible para la ejecución y operación.

Existe una gran variedad de herramientas de modelado de flujo en tuberías que están disponibles comercialmente, pero con el fin de lograr un uso correcto y eficiente de ellas, se requiere comprender: i) ¿qué ejecutan los programas?, ii) ¿cómo trabajan?, y, iii) ¿cuáles son sus limitaciones? Sin embargo, los estados del arte de las herramientas computacionales que se implementan actualmente (Bratland, 2008) no son lo suficientemente adecuados para ser fiables, a razón de ser licenciados bajo el seudónimo de privativos. Debido a lo anterior, ellos son tratados como "cajas negras", permitiendo sólo una vaga comprensión de cómo funcionan. De tal manera, existe el peligro de que el aprendizaje de cómo simular, pueda ser interpretado como la necesidad de aprender a interactuar con el programa de simulación; cuando el interés debería centrarse en el entendimiento de las posibilidades y limitaciones del programa, y cómo interpretar y comprobar los resultados. En la **Tabla 1** se resume un listado de simuladores para flujo multifásico en estado estable. La complejidad del cálculo de flujo en la tubería depende del fluido que se transporte y de los fenómenos que se deseen investigar.

En la **Figura 1** se evidencian los diferentes parámetros que afectan la complejidad de estos procesos, conformando los elementos que componen un simulador de flujo.

A continuación, se procederá a describir en detalle los componentes característicos de un simulador en estado estable para redes de recolección de flujo multifásico, considerando efectos térmicos (i.e. leyes de calor).

Tabla 1. Simuladores para flujo multifásico en estado estable. Modificado de (Bratland, 2008)

Nombre	Empresa Contacto	Comentarios
AMATHYSTE	KAPPA www.kappaeng.com	Módulo dedicado al análisis del desempeño de los pozos (i.e. IPR, VLP). En capacidad para modelar flujo en 2 y 3 fases.
DPDL	<i>University of Tulsa</i> www.tuffp.utulsa.edu	Este software es integrado con PIPEPHASE y PIPESIM, pero también es usado separadamente. En capacidad para modelar flujo en 2 y 3 fases.
HYSYS Pipe Segment	<i>AspenTech</i> Aspentech.com	No es un modelo robusto. <i>AspenTech</i> recomienda otras herramientas software para realizar análisis complejos.
HYSYS PEPESYS	<i>AspenTech</i> Aspentech.com	Módulo licenciado separadamente de los paquetes de simulación de <i>Hysys</i> . Más avanzado que <i>Hysys Pipe Segment</i> y usado para diseño y análisis de sistema de recolección.
PIPESIM	<i>Schlumberger</i> www.slb.com	Uno de los simuladores más conocidos y usados para el modelado del flujo multifásico. Desarrollado para tener compatibilidad e integración con el simulador Eclipse.
GAP	<i>Petroleum Experts</i> Petex.com	Hace parte del paquete de modelado Integral de producción de <i>Petroleum Experts</i> . En capacidad para modelar flujo en 2 y 3 fases.
PROFES	<i>AspenTech</i> Aspentech.com	Modelos dinámicos para flujo multifásico implementados en el entorno de Aspen HYSYS. En capacidad para modelar flujo en 2 y 3 fases. También, puede realizar análisis en estado transiente, al incluir el módulo <i>Profes Transient</i> .
PIPEPHASE	<i>Simsci-Esscor</i> (Desarrollado actualmente por <i>Invensys</i>) www.simsci-esscor.com	Desarrollado para simulaciones de pozos y redes complejas. En capacidad para modelar flujo en 2 y 3 fases. Puede vincularse como un módulo de la herramienta <i>TACITE transient</i> .
PIPEFLO	<i>Neotechnology Consultants Ltd.</i> Neotec.com	Uno de los más antiguos simuladores en estado estable del flujo multifásico. En capacidad para modelar flujo en 2 fases.
TUFF Pro	<i>University of Tulsa</i> www.tuffp.utulsa.edu	Este software es integrado en PIPEPHASE y PIPESIM, pero también es usado separadamente. En capacidad para modelar flujo en 2 y 3 fases.

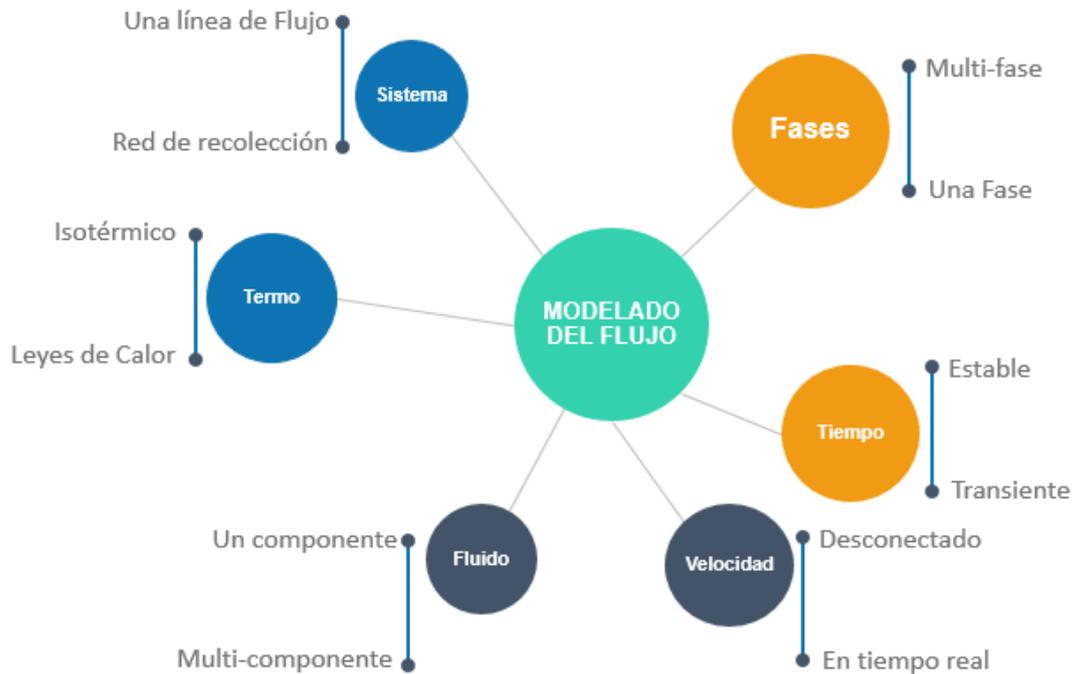


Figura 1. Parámetros que afectan la complejidad del modelado del flujo en tubería

1.2.1. Perspectiva del flujo multifásico en estado estable.

En 1992, Brill & Arirachakaran presentaron una clasificación para catalogar los modelos de flujo multifásico atendiendo criterios de: i) complejidad física, ii) “aplicación ingenieril”, y, iii) etapas cronológicas respecto a la evolución investigativa. Esta tipificación fue complementada posteriormente por las investigaciones de Shippen & Bailey (2012), Ahmed & Mohammed (2014), y, Jerez-Carrizales *et al.* (2015).

En la **Figura 2** se muestra la evolución del modelado del flujo multifásico, evidenciando una selección de los modelos más implementados en la literatura. La línea cronológica (eje de las abscisas) está asociada a dos criterios: Evolución investigativa (parte superior), y aplicación ingenieril (parte inferior). El eje vertical de la misma ilustra el desarrollo histórico, y la tendencia en general de estos a adoptar una mayor complejidad física. El deseo de generalizar los modelos a través de condiciones más amplias se refleja en el número de fases, y en el rango de ángulos de inclinación que se pueden considerar para el modelado. Otros aspectos de la generalización no capturados en esta

figura, incluyen la evolución de los modelos para escalar mayores diámetros de tuberías, y hacer frente a rangos más amplios de propiedades de fluidos tales como la viscosidad. Por lo cual, el eje de la ordena se subdivide en 5 categorías generales:

1.2.1.1. Modelos Monofásicos-homogéneos: Sin deslizamiento, sin patrón de flujo (Darcy, 1857; Weisbach, 1845; Moody, 1944). El factor de fricción se basa únicamente en el número de Reynolds de la mezcla (Reynolds, 1883), considerando propiedades promedio en función del volumen para las fases, tales como densidad y viscosidad (Rott, 1990). Éste enfoque generalmente no se implementa en la práctica, excepto con simuladores monofásicos para proporcionar una aproximación rápida de efectos de flujo multifásico (a menudo con factores de ajuste). Además, pueden utilizarse para comparar las mejoras que se obtienen, al considerar los efectos de deslizamiento de modelos multifásicos más refinados.

1.2.1.2. Modelos Empíricos, categoría “A”: Sin deslizamiento, sin patrón de flujo. La densidad de la mezcla es calculada por medio de la relación gas/líquido. Se asume que las fases se mueven a una misma velocidad. Estas correlaciones ajustan el factor de fricción asociado a mezclas de dos fases sin deslizamiento, por lo cual, se limitan a un conjunto acotado de datos experimentales y / o de campo. No realizan distinciones de patrones de flujo (Lockhart & Martinelli, 1949; Poettmann & Carpenter, 1952; Baxendell & Thomas, 1961).

1.2.1.3. Modelos Empíricos, categoría “B”: El deslizamiento es considerado; a diferencia del patrón de flujo. Se requiere una correlación tanto para el cálculo del *hold up* de líquido como para el factor de fricción. Se provee de un método para predecir la fracción de tubería ocupada por cada fase. El líquido y el gas pueden viajar a diferentes velocidades. (*Drift Flux* -Zuber & Findlay, 1965; Holmes, 1977-; Flanigan, 1958; Hagedorn & Brown, 1965; Eaton *et al.*, 1967; Dukler, 1969; Gray, 1974).

1.2.1.4. Modelos Empíricos, categoría “C”: Se considera el deslizamiento entre fases y los patrones de flujo. Se utilizan correlaciones para predecir el *holdup* de líquido y el factor de fricción, así como métodos para predecir los patrones de flujo (Duns & Ros, 1963; Orkiszewski, 1967; Beggs & Brill, 1973; Mukherjee & Brill, 1985; SLB *Drift flux*-Shi *et al.*, 2005-).

1.2.1.5. Modelos Mecánicos (Fenomenológicos): Se denominan a veces modelos "de dos fluidos" o "multifluidos" (Aziz *et al.*, 1972; Taitel & Dukler, 1976; Hasan & Kabir, 1988; Xiao *et al.*, 1994, Ansari *et al.*, 1994; Petalas & Aziz, 2000; TUFFP *Unified* - Petalas *et al.*, 2003-; OLGA - Bendiksen *et al.*, 1991-, LEDAflow -Danielson *et al.*, 2005-). Estos modelos resuelven las ecuaciones de *momentum* para cada fase de la mezcla. La continuidad es preservada mediante balances de masa simultáneos en los fluidos. Los patrones de flujo y sus criterios de transición se solucionan de manera explícita o implícitamente. Los modelos varían según el grado de empirismo utilizado para formular sus relaciones de proximidad al comportamiento real del fluido, y, como tales, representan un espectro de complejidad (e.g. diámetro de la gota de aceite, diámetro de la burbuja de gas) (Ellul, *et al.*, 2004). Por ejemplo, el modelo de Fernández *et al.* (1983), incluye 22 ecuaciones simultáneas que describen en detalle el comportamiento hidrodinámico de los taponés en las tuberías verticales. E incluso un modelo tan refinado como éste, todavía, posee cierto empirismo para realizar una aproximación. Por otro lado, otros modelos de este tipo -e.g. Xiao & Shoup (1998) y Ansari *et al.* (1994)- tienen una mayor dependencia de las relaciones empíricas.

Los autores identificaron tres (3) periodos evolutivos, categorizando cada una de las correlaciones anteriormente descritas, de acuerdo a la comprensión de los fenómenos y recursos para el desarrollo de los mismo:

1.2.1.6. “Periodo empírico” (1950-1975): Los modelos fueron desarrollados en base al ajuste de datos experimentales y / o de campo, considerando el flujo como una mezcla homogénea; estos modelos son limitados en términos de precisión y amplitud de aplicación.

1.2.1.7. “Periodo del despertar” (1975-1985): En respuesta a la creciente comprensión de las deficiencias del enfoque empírico, la investigación comenzó a centrarse en un tratamiento más fundamental de la física subyacente. Durante estos años, empezó el auge de la implementación de computadores personales por parte de las compañías, para predecir la distribución de caudales y presión en las tuberías.

1.2.1.8. “Periodo del modelado” (1980-presente): La era actual ha visto la aparición de modelos multifluidos más generalizados, basados en ecuaciones combinadas de *momentum* y transiciones de régimen de flujo, los cuales incorporan la física fundamental (i.e. equilibrios de fuerzas y análisis de estabilidad). En general los modelos desarrollados en esta época son más exactos a los que le preceden; no obstante, muchas de las relaciones de proximidad siguen siendo de naturaleza empírica. Debido a lo anterior, nuevas herramientas computacionales han sido creadas para resolver estas ecuaciones.

Asimismo, en la **Figura 2** se observa una segunda escala en relación con la “Aplicación ingenieril”, que manifiesta los avances en los métodos aplicados a las soluciones de ingeniería de flujo multifásico, es decir,

1.2.1.9. Intuición: No había soluciones rigurosas disponibles. La experiencia y la "intuición de la ingeniería" eran la base de las soluciones ingenieriles.

1.2.1.10. Gráficos: La comprensión mejorada de las correlaciones, dio lugar a métodos gráficos, tales como nomogramas para ayudar a solucionar algunos problemas de flujo multifásico.

1.2.1.11. Estado Estable: Con la llegada de un sistema de cómputo más accesible, y una mejor comprensión fenomenológica, se aplicó el análisis en estado estacionario al modelado de pozos (NODAL), tuberías y, eventualmente, redes complejas de gran tamaño. Esta solución ganó una rápida aceptación en la industria, y representó un cambio en la capacidad de modelar el comportamiento del sistema con mayor exactitud y rapidez.

1.2.1.12. Estado Transiente: Este tipo de soluciones se tomaron en cuenta a finales de los años ochenta, basándose en gran medida en los avances en la industria nuclear; fundamentada en la necesidad de modelar acontecimientos transitorios como el apagado y puesta en marcha de procesos, y taponos inducidos por el terreno.

1.2.1.13. Acoplado: Hacia mediados de la década de 1990, se realizaron esfuerzos para acoplar la simulación de yacimiento, a los modelos de pozos y redes. Consecuentemente, se amplió para considerar redes de recolección más complejas, instalaciones de procesos, tuberías de exportación y, finalmente, fiscalización.

Los enfoques presentados, capturan los modelos en una forma suficientemente completa para usarse en aplicaciones prácticas de modelado de pozos y tuberías (y, por lo tanto, son más reconocibles para el ingeniero); sin embargo, algunas de las contribuciones claves en los últimos años, han sido las relaciones de aproximación que están involucrados en la estructura moderna de la modelización mecánica. Esta área también ha evolucionado para acomodar amplias gamas de condiciones de flujo, dirigiéndose hacia un tratamiento más fundamental de los mecanismos físicos básicos para caracterizarlo. Shoham (2006) proporciona un estudio detallado de estas relaciones para los modelos mecánico.

1.2.2. Desempeño de las correlaciones de flujo

En la actualidad son comunes las herramientas de simulación de flujo multifásico en estado estacionario; sin embargo, la gran mayoría de operadores de estos simuladores, tienen un vago conocimiento referente a esta temática; y al tener que seleccionar uno de los muchos modelos habilitados en el simulador, la tarea se vuelve desalentadora. Aquellos operadores que no aprecian el contexto histórico, las limitaciones y la aplicabilidad de las diversas opciones, están justificadamente tentados a elegir un modelo considerado como el más universalmente aplicable, el cuál generalmente es uno con una percepción (correcta o no) de alto costo de desarrollo.

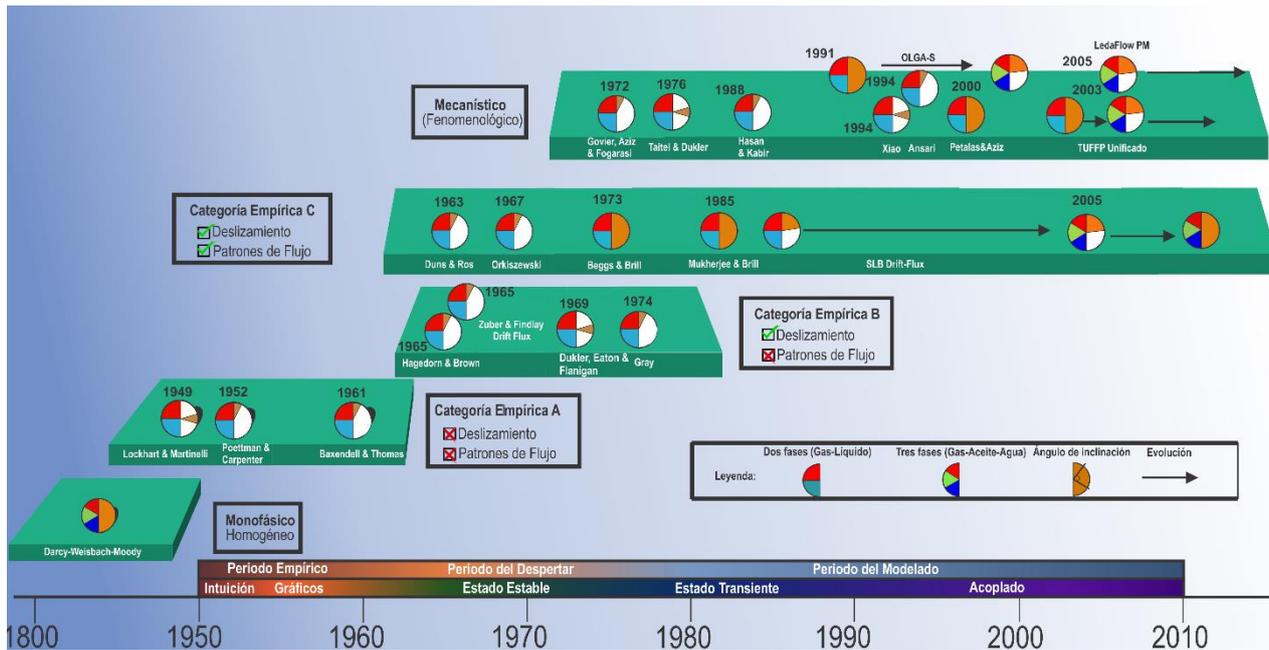


Figura 2. Evolución del modelado del flujo multifásico

A continuación, se enunciarán estudios en la literatura relacionados con la evaluación de diferentes métodos de predicción de la caída de presión, sin contemplar aquellos modelos mecánico desarrollados por empresas comerciales (i.e. OLGAS, TUFFP, LedaFlow). Los autores a mencionar contrastaron los pronósticos de gradientes de presión obtenidos, con valores teóricos derivados de mediciones de datos en campo. El propósito de esta revisión literaria es determinar la precisión de los diversos modelos de predicción de caída de presión, para orientar al ingeniero de producción de petróleo en la selección de las correlaciones de flujo multifásico.

Por lo tanto, de acuerdo con la orientación de flujo (i.e. vertical u horizontal), se tienen los siguientes estudios comparativos:

1.2.2.1. Comparación de correlaciones de flujo multifásico vertical. En 1973 Lawson & Brill, presentaron resultados obtenidos de 6 correlaciones usadas para estimar caídas de presión de flujo multifásico en tuberías verticales, contrastando las correlaciones de: Hagedorn & Brown, Fancher & Brown, Duns & Ros, Poettmann & Carpenter, Baxendell & Thomas, y Orkiszewski. En 1974, Vohra *et al*, examinaron las correlaciones de Beggs & Brill, Chicerici *et al*. (1974), y Aziz *et al*. Los nueve

métodos mencionados fueron evaluados implementando un banco de datos consistente de 726 casos de pozos, por medio del cálculo de la diferencia porcentual promedio y de la desviación estándar. Además, el desempeño de cada modelo de flujo fue evaluado dentro de rangos predeterminados de cinco variables: diámetro de la tubería, °API, relación gas-líquido de producción, relación agua-petróleo de producción, y, velocidad superficial de la mezcla. Los autores establecieron por medio del menor error porcentual promedio, los tres mejores métodos: i) Hagedorn & Brown, -1.3 [%]; ii) Francher & Brown, -5.5 [%]; y, iii) Aziz et al., +8.2 [%]; y en base a la menor desviación estándar: i) Hagedorn & Brown, 26.1; ii) Beggs & Brill, 36.1; y, iii) Aziz et al., 34.7.

En 1979, Rosslund llevó a cabo una investigación en relación al desempeño de las correlaciones de caída de presión para pozos de alta capacidad, la cual fue conducida en 130 pozos direccionales, cuyo rango de operaciones fue: GOR de 480 a 19,000 [SCF/STB], profundidades de pozos de 5,000 a 11,000 [Ft], y diámetros de tubería de 2.6 a 5.1 [in]. Las correlaciones evaluadas por Rosslund fueron: Hagedorn & Brown, Orkiszewski, Duns & Ros, Beggs & Brill, y, Poettmann & Carpenter. El autor determinó que Hagedorn & Brown era la mejor correlación, con base al error porcentual promedio y la desviación estándar obtenidos; (-3.5 y 8.5, respectivamente). También demostró la factibilidad de aplicar a pozos direccionales, correlaciones que inicialmente habían sido desarrolladas para pozos verticales

Asimismo, durante este año, Ibe (1979) presentó los resultados obtenidos de un estudio comparativo de las correlaciones de: Hagedorn & Brown, Orkiszewski, Duns & Ros, y Beggs & Brill. En este estudio, se evaluaron 892 casos de pozos, de los cuales, 300 eran pozos direccionales, cuyo rango de GOR oscilaba entre 0 y 78,800 [SCF/STB], con profundidades entre 1000 a 1200 [Ft], y diámetros de tubería entre 1 a 8.8 [in]. La correlación de Orkiszewski mostró un mejor desempeño en cuanto al error porcentual promedio (-0.75 [%]), seguida de la correlación de Hagedorn & Brown, +1.24 [%]; siendo esta última la de menor desviación estándar, 23.3.

En 1994 Ansari *et al*, presentaron en su estudio la formulación de un modelo mecánico para flujo bifásico. El modelo fue evaluado con un extenso rango de información experimental y de campo obtenido de la Universidad de Tulsa. El desempeño del modelo fue comparado con 6 correlaciones empíricas (i.e. Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Orkiszewski, Beggs & Brill, Mukherje & Brill, Aziz *et al.*) y un modelo mecánico (i.e. Hasan & Kabir). La comparación fue realizada por medio del cálculo del factor de desempeño relativo, definido por los autores a través de relaciones de parámetros estadísticos de error. La correlación de Hagedorn & Brown es postulada como la más apropiada para adaptarse a diversos tipos de pozo y regímenes de flujo (i.e. Pozos verticales, Pozos desviados, pozos con 100 [%] flujo tapón).

1.2.2.2. Comparación de correlaciones de flujo multifásico horizontal. Mandhane *et al.* (1974,1976) llevaron a cabo un estudio comparativo de los métodos de predicción de *holdup* de líquido y factor de fricción para flujo multifásico horizontal. Implementaron una base de datos de 2,685 puntos de mediciones de *holdup* de líquido y más de 10,000 puntos de caída de presión. Para el primer enfoque evaluaron 8 correlaciones (i.e. Beggs & Brill, Dukler *et al.*, Baroczy (1966), Chenoweth & Martin (1965), Hoogendorn (1959), Chawla (1969), Lockhart & Martinelli, Chisholm (1969)), y para el segundo 10 (i.e. incluyeron las correlaciones de Bertuzzi *et al.* (1956) y Baker (1954)). Los datos fueron clasificados de acuerdo al patrón de flujo evidenciado, según al mapa de patrones propuesto por los autores. Se calcularon errores porcentuales promedio, y desviaciones estándar, resultando la correlación de Beggs & Brill con una mayor precisión (i.e. errores porcentuales de 10.4 [%], y, -4.7 [%]; respectivamente para cada estudio).

Gregory *et al.* (1974) presentaron un modelo híbrido para la estimación de pérdidas de presión, el cual fue comparado con tres métodos (i.e. Beggs & Brill, Dukler & Eaton, Flanigan). Los autores utilizaron un banco de información de 2,685 puntos de *holdup* de líquido, y 10,000 mediciones de caída de presión, sometidas a efectos de elevación provenientes del terreno (i.e. gradiente de presión-componente de elevación). La correlación de Beggs & Brill es identificada como el modelo que

proporciona mejores estimaciones, por medio del error porcentual promedio, y la desviación estándar (i.e. 2.0 [%], y 17.3; respectivamente), seguida del modelo híbrido propuesto por los autores (i.e. -3.1 [%], y, 11.7; respectivamente).

Vohra *et al.* (1975) compararon el desempeño de correlaciones de flujo multifásico, a través de la estimación del: i) factor de fricción, y, ii) *holdup* de líquido. Para el primer estudio, usaron valores de *holdup* de líquidos medidos, con el objeto de contrastar 4 correlaciones (i.e. Beggs & Brill, Duklert, Guzhov (1967), Eaton *et al.*) Los factores de fricción calculados fueron evaluados a través del error porcentual promedio y la desviación estándar, resultando la correlación de Beggs & Brill, la de mejor desempeño (-12.0, y 31.4; respectivamente), seguida de la correlación de Dukler (-9.4, y, 32.4; respectivamente). Para el segundo enfoque, evaluaron 6 correlaciones (i.e. Beggs & Brill, Dukler, Eaton *et al.*, Guzhov, Hughmark (1962), Lockhart & Martinelli, No-slip). Para la cual, se obtuvieron resultados similares, siendo la correlación de Beggs & Brill la de menor error porcentual, 6.0 [%], y de desviación estándar, 17.2.

Cabe mencionar que el banco de mediciones utilizados para los estudios relacionados con flujo vertical, no contaba con suficientes datos de campo para realizar una evaluación imparcial, debido a que implementaban los mismos usados para la formulación de las correlaciones de Beggs & Brill, Dukler, y, Eaton *et al.* Posteriormente, aparecieron los estudios de Fayed & Otten (1983), Osman & El-Feky (1985), y, Asheim (1986), los cuales evaluaron las correlaciones con una mayor cantidad de información, siendo la correlación de Beggs & Brill la de mejor desempeño.

1.2.3. Caracterización física del fluido

Los procesos involucrados en los cálculos ingenieriles de yacimiento requieren un buen conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos. Tales propiedades representan una importante herramienta en la predicción del desempeño del yacimiento. Dentro de estos cálculos se incluyen: balance de masa, estimación de reservas, diseño y operaciones de producción. Dos métodos son ampliamente

implementados para su determinación: i) Ecuaciones de Estado, y ii) Correlaciones PVT. Las ecuaciones de estado están basadas en conocer en detalle la composición de los fluidos. No obstante, tales datos no siempre están disponibles, debido principalmente a los costos y tiempo derivado de estos procesos. Por otro lado, las correlaciones PVT son determinadas a partir de un conjunto de muestras obtenidas desde fondo de pozo o superficie, y están basadas en mediciones fáciles de obtener en campo: presión y temperatura de yacimiento, gravedad específica del aceite y el gas (Valle, et al., 2017a).

En la literatura hay muchas correlaciones para la predicción de diferentes propiedades PVT, resultando en un extenso volumen de publicaciones; las cuales han sido desarrolladas usando técnicas de regresión multivariable lineales o no lineales. Existen un gran número de gráficas y correlaciones matemáticas para determinar la presión de burbuja, la relación gas-aceite, las viscosidades y factores volumétricos de los fluidos. En la **Tabla 2**, se evidencian los rangos de implementación de algunos modelos.

1.2.4. Modelo Térmico

A medida que el fluido se mueve a través de la tubería, éste constantemente intercambia calor con el entorno, resultando por lo general, en una declinación de la temperatura del mismo. El perfil de temperatura del fluido es afectado por los cambios de elevación y de velocidades, por la transferencia de calor, y por el efecto *Joule –Thompson* (Gould, 1979). El problema de la transferencia de calor en tuberías ha sido ampliamente investigado. Diferentes modelos han sido propuestos y utilizados dependiendo de: i) las condiciones del entorno (i.e. tubería aireada- Ortiz & Jaimes, 2015-, tubería parcialmente y completamente enterrada-Chukwuemeka, 2010, Woom *et al.*, 2014, Arthur *et al.*, 2016-); ii) la geometría de la tubería (i.e. vertical -González & González, 2013-, horizontal -Romero & Salazar, 2007-); y, iii) los patrones de flujos (e.g. Zhang, *et al.*, 2006). Su dificultad radica en el cálculo del coeficiente global de transferencia de calor (U), el cual, unifica los fenómenos

involucrados en el proceso (i.e. conducción, convección, radiación). En la Ecuación 1, se expresa el flujo de calor:

$$Q = UA\Delta T \quad (1)$$

Donde Q es la transferencia de calor, BTU/h; U es el coeficiente global de transferencia de calor, BTU/h ft²°F, A es el área transversal, ft², y ΔT es la diferencia de temperatura entre dos resistencias, °F.

Dependiendo del número de resistencias por la cual circule el calor, mayor será la complejidad del cálculo de U . Es de gran importancia considerar las diferentes conductividades térmicas, exhibidas por los materiales de elaboración de las tuberías, y sus recubrimientos/aislamientos. En las **Tablas 3-4**, se ofrecen algunas conductividades térmicas. Asimismo, se deben detallar las condiciones del entorno, por lo cual, en la **Tabla 5** se evidencian algunas conductividades térmicas de materiales sólidos.

1.3. Principios de simulación

Los programas de simulación en estado estable existentes (Ver **Tabla 1**) se fundamentan en la ecuación de balance de energía mecánica o gradiente de presión, para la estimación de parámetros hidráulicos (i.e. velocidades, caudales, presiones), constituido de 3 componentes: i) Fricción; ii) Elevación; y iii) Aceleración (Gregory, et al., 1974). En la ecuación 2, se observa este comportamiento.

$$\frac{dP}{dL} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{El} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{Ace} \quad (2)$$

Por lo tanto, para el uso correcto de cualquier simulador hidráulico, se propone considerar 4 modelos para el ajuste a las condiciones reales: modelo físico, modelo de Fluidos, modelo de transferencia de calor, y, modelo de correlaciones de flujo multifásico. En la **Figura 3** se presentan

los requerimientos para la construcción de los 3 primeros modelos, en función de los parámetros que afectan cada componente del gradiente de presión.

Tabla 2. Rango de aplicación de correlaciones PVT. Modificado de (Bergman & Sutton, 2009; Moradi, et al., 2010)

Modelo PVT	Rango de Aplicación						Viscosidad Aceite Muerto [cp]
	Pb[Psi]	Rs [SCF/STB]	Bo [BBI/STB]	API	T[°F]	Yg	
Standing	130-7000	20-1425	1.0240-2.150	16.5-63.8	100-258	0.59-0.95	0.865-1550
Vazquez-Beggs	15-6055	0-2199	1.028-2.226	15.3-59.3	75-294	0.65-1.28	-
Glaso	165-7142	90-2637	1.032-2.588	22.3-48.1	80-280	0.65-1.276	-
Al-Marhoun	130-3573	26-1602	1.032-1.997	19.4-44.6	74-240	0.75-1.367	-
Petrosky-Farshad	1574-6528	217-1406	1.118-1.623	25.4-46.1	114-288	0.58-0.85	0.725-10.25
De Ghetto et al.	107.33-6613.82	8.61-3298.66	1.034-2.887	6-56.8	81-342	0.624-1.789	0.46-1386.9
Kartoatmodjo	24.7-4746.7	0-2890	1.007-2.747	14.5-59	80-320	0.4824-1.1668	0.506-682
Chew & Conally	132-5645	51-3544	-	-	72-292	-	0.377-50
Elsharkawy	-	621188	-	12.3-22.1	-	-	0.005-20.8
Hossian	22-1458	19-493	-	15-21	51-93.3	-	3.6-360
Lasater	48-5780	3-12905	-	17.9-51.1	82-272	0.574-1.223	-

Tabla 3. *Conductividades térmicas de distintos materiales para elaboración de tubería. Modificado de (Bratland, 2008)*

Material de Elaboración de la Tubería	Kj [BTU/h ft °F]
Acero	26
Hierro Dúctil	26-30
Aluminio	115.53
Cobre	219.56
Polietileno de alta densidad	0.208
PVC	0.10978
Concreto	0.491-0.99
Fibra de vidrio	0.10169

Tabla 4. *Conductividades térmicas de distintos materiales para revestimiento/aislamiento de tubería. Modificado de (Bratland, 2008)*

Material recubrimiento/aislante	Kj [BTU/h ft °F]
Asfalto	9.8224E-2
Cemento	0.60668
Concreto	5.7779E-2 - 0.34667
Fusión Epoxi	0.14503
Fibra de vidrio	2.31E-02
Poliestireno	9.07E-02
Espuma de Poliestireno	1.675E-2 – 2.0223E-2
PVC	0.10978
Espuma PVC	2.31E-02

A continuación, se listan unas pautas para el modelado de redes de recolección, atendiendo los modelos propuestos:

1.3.1. Modelo de fluidos: Dos enfoques se han propuesto para simular la transferencia de masa en sistemas de hidrocarburo: el modelo de composición constante o aceite negro (*Black oil*) y el

modelo composicional (composición variable). De esta manera, de acuerdo al tipo de fluido y a la disposición de información para el modelado del mismo, se recomienda que para aceites volátiles y gas condensado, se implemente un modelo composicional, sin embargo es menester conocer una composición detallada del fluido. Si se cuenta con una pobre descripción de la composición del fluido, se recomienda utilizar el enfoque *black oil*, considerando que no existirá transferencia de masa entre las fases, por lo cual se emplea para aceites negros. Para este último, es necesario conocer información como: presión de burbuja, °API, gravedad específica del gas, viscosidad del aceite, relación gas-aceite, factor volumétrico del aceite, temperatura de yacimiento. Es importante seleccionar alguna de las correlaciones de fluidos provistas por el simulador a partir de un *screening*, con el objeto de determinar la correlación que mejor se adapte a las condiciones físicas del fluido estudiado (Ver **Tabla 2**).

Tabla 5. Conductividades térmicas de materiales sólidos. Modificado de (Bratland, 2008)

Material solido-entorno	Kj [BTU/h ft °F]
Peat (seca)	9.8224 E-2
Peat (humeda)	0.31201
Suelo Arenoso (seco)	0.2311 – 0.4044
Suelo Arenoso (húmedo)	0.4911 – 0.6066
Arcilla (seca)	0.35 – 0.288
Arcilla(humeda)	0.4044 – 0.491
Caliza	0.7511
Arenisca	0.941 – 1.201

1.3.2. Modelo Físico: Lo definen las características topográficas del terreno, las particularidades de la tubería (i.e. diámetros, espesores, rugosidad-por lo general se asume de 0.0018 [in]-, tipo de material), y los componentes de la red (i.e. números de pozos, válvulas, choques, entre otros).

1.3.3. Modelo de transferencia de calor: Se especifican las condiciones ambientales y características de la tubería tanto externa como interna. Por lo tanto, se deben conocer: el diámetro de la tubería, la profundidad de enterramiento (si cumple), la temperatura ambiente, el diámetro del recubrimiento (si cumple), la conductividad del recubrimiento (si cumple), la velocidad del viento (si cumple, tubería aireada), la conductividad del material sólido del entorno (si cumple, tubería enterrada). Se recomienda que el cálculo global de transferencia de calor, factor que requieren los simuladores, se realice por medio de una herramienta especializada en procesos.

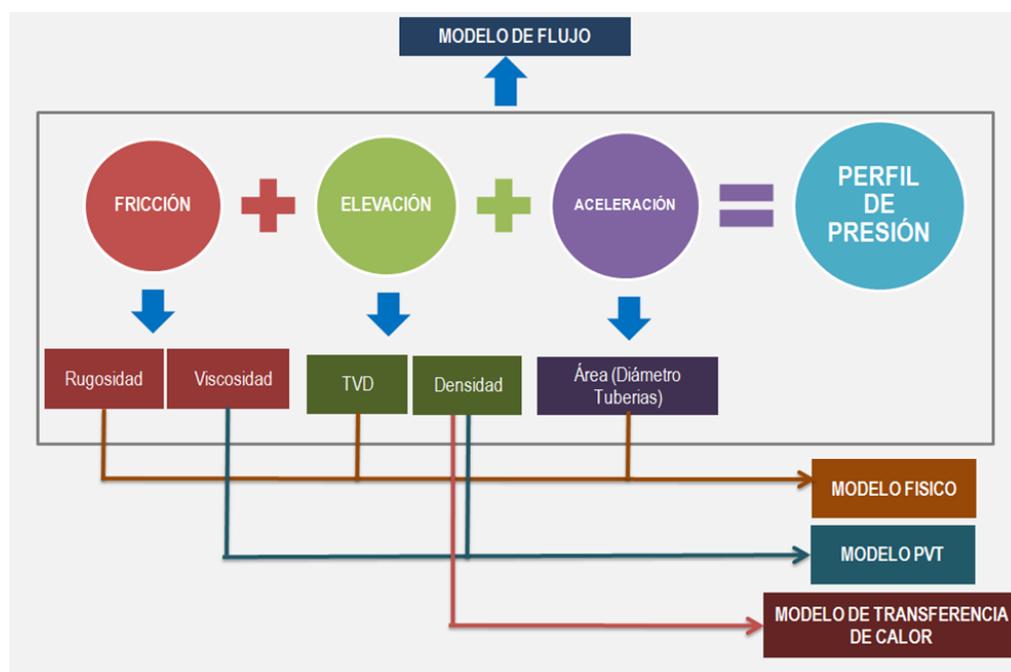


Figura 3. Requerimientos generales para modelar flujo multifásico.

1.3.4. Modelo de correlaciones de flujo multifásico: Una vez calibrado los anteriores modelos, es necesario seleccionar la correlación apropiada de flujo. Anteriormente, se sugirió según estudios literarios, la implementación de la correlación de Beggs & Brill, para flujo horizontal, y la de Hagedorn & Brown, para flujo vertical. Estas pueden dar una aproximación rápida sin realizar un mayor esfuerzo, sin embargo, se recomienda establecer un estudio comparativo de resultados, a través de las correlaciones disponibles en la herramienta a utilizar. Por lo tanto, es necesario implementar métodos estadísticos robustos de ponderación de error y desempeño, como la metodología

desarrollada por Ansari *et al.* (1994), o realizar un sencillo contraste por medio del error absoluto promedio. Se aconseja que los modelos sean ajustados con datos de salida de presiones (resultados), por lo cual, el usuario deberá ingresar caudales.

2. Caracterización y modelado del flujo multifásico: aplicación computacional

2.1. Sinopsis

Desde los años 70's, los programas computacionales se han enfocado en el cálculo de propiedades de los fluidos, y computo de los sistemas pozo-superficie, involucrando flujo monofásico y/o multifásico (Aziz & Petalas, 1994). Actualmente, el desarrollo de programas está encaminado a procesos iterativos con el uso de interfaces gráficas intuitivas. Sin embargo, uno de los grandes retos para la elaboración de estos, es realizar una adecuada definición, especificación, y administración de los requerimientos, que conlleven al no fracaso del proyecto, denotando la preocupación sobre este y la manera en que se desarrolla (Pressman, 2009). Por tanto, en busca de asegurar el proceso de manera metódica y sistemática, se adopta la práctica de la ingeniería del *software*. Esta se define como el establecimiento de los principios y métodos de la ingeniería a fin de obtener *software* de modo rentable, fiable y operable (Pressman, 2009). Es la aplicación práctica del conocimiento científico en el diseño y construcción de programas, y la documentación asociada requerida para desarrollar, operar y mantenerlos (Boehm, 1979).

Se plantea una metodología para el diseño, desarrollo y evaluación del modelado de sistemas de recolección de crudo en estado estable, la cual se fundamenta en la sinergia de 3 campos del saber aparentemente disímiles, convergiendo en la generación de un producto deseable, un *software* académico: i) la ingeniería de *software*; ii) los modelos para caracterizar el flujo multifásico; y, iii) las teorías de aprendizaje moderna. Por consiguiente, en el presente trabajo se describirá un esquema general del proceso de *software*, constituido de actividades que establecen una estructura enfocada a la construcción de un modelo conceptual para el análisis de cálculos de sistemas multifásicos en redes de recolección de crudo, atendiendo una perspectiva educacional.

2.2. La práctica de la ingeniería del *software*

En la era digital de la industria petrolera, las soluciones *software* juegan un rol integral en las operaciones de campo y decisiones monetarias, con el objeto de incrementar la productividad y calidad en los procesos (Li & Chok, 2006). Con el creciente tamaño y complejidad de los sistemas intensivos de *software*, el papel de la ingeniería del *software* como un medio para comprender y gestionar el uso de estos ha ido adquiriendo cada vez mayor relevancia. La práctica de la ingeniería de *software* está guiada por un conjunto de principios fundamentales que ayudan a la resolución de problemas, tales como procesos, métodos y herramientas, que permiten elaborar a tiempo y con calidad sistemas complejos (Pressman, 2009). En la actualidad, existe un importante interés por lograr que los productos *software* cumplan con ciertos indicadores de calidad en todas las etapas del desarrollo (Porta García, et al., 2012), convirtiéndose en una “actividad de protección” que se aplica a lo largo de todo el proceso de ingeniería del *software* (Pressman, 2009), en la que se incluyen mecanismos para medir el producto y el proyecto, con el objeto de lograr la satisfacción de las necesidades y expectativas propuestas (i.e. normas ISO 9000 (especialmente ISO 9001 e ISO 9003-2) (Rodríguez, et al., 1998), CMM (*Capability Maturity Model*) (Sanders & Curran, 1995) y CMMI (*Capability Maturity Model Integration*) (SEI, 2016)).

El proceso para la construcción de un sistema de *software* puede describirse sintéticamente como: la obtención de los requisitos del *software*, el diseño del sistema de *software* (i.e. diseño preliminar y diseño detallado), la implementación, las pruebas, la instalación, el mantenimiento y la ampliación o actualización del sistema (Juzgado, 1996). Sin embargo, el alcance de esta investigación esta direccionado a la entrega de un producto (i.e. enmarcado como una necesidad), partiendo de la especificación de requisitos, diseño y código respectivo, para finalizar con el sistema de *software*, considerando el mantenimiento y extensión del mismo como un objeto externo a este.

Polya (1945) describió uno de los primeros enfoques referidos a la esencia de la solución de problemas en el desarrollo de *software* y, en consecuencia, la esencia de la práctica de la ingeniería

de *software*, por lo cual, será el punto de partida para el desarrollo de la herramienta propuesta en esta investigación. El autor esbozó una serie de preguntas que direccionan el proceso de diseño, vinculadas a unas etapas: i) Entender el problema (Comunicación y análisis): ¿Cuáles son las incógnitas? ¿Cuáles datos, funciones y características se requieren para plantear una solución de manera apropiada? ii) Planear la solución (modelado y diseño del software): ¿Ha visto antes problemas similares? ¿Hay algún software existente que implemente los datos, funciones y características que se requieren? iii) Ejecutar el plan (generación del código): ¿Se ajusta la solución al plan? ¿El código fuente se adapta correctamente al modelo del diseño? iv) Examinar la exactitud del resultado (probar y asegurar la calidad): ¿Puede probarse cada parte componente de la solución? ¿La solución produce resultados que se apeguen a los datos, funciones y características que se requieren? Planteando de esta manera, el ciclo de vida del *software*, e implícitamente los procesos, las actividades y las tareas a desarrollar (Sigwart et al, 1990).

A continuación, se definen una serie de acciones y tareas en función de los tópicos mencionados, para el proceso de desarrollo del *software*, atendiendo la metodología propuesta por Poyla (1945). Sin embargo, los dos últimos se detallarán en próximos capítulos.

2.2.1. Entender el problema (comunicación y análisis): Numerosos métodos de cálculo de flujo bifásico utilizados por la industria petrolera, se basan en modelos en estado estable. El desempeño de una red de recolección se obtiene considerando las tuberías que la conforman, como elementos seccionados, compuestas de segmentos descritos por un vector de longitud y altura. Los flujos volumétricos de entrada de cualquier sección dada se basan en las densidades del fluido y en los caudales másicos de entrada de la tubería. A partir de los caudales volumétricos y de las propiedades de los fluidos; el régimen de flujo, la caída de presión y el *holdup* de líquido en la sección; son determinados a través de los modelos empíricos o mecanísticos para el flujo bifásico en estado estacionario (Loilier, 2006). El movimiento de todas las fases (i.e. líquido y gas) es modelado por formulación local, ecuaciones instantáneas de conservación de masa, momento y energía; asumiendo

un equilibrio mecánico y complementados con ecuaciones para la fracción másica o volumétrica de la mezcla constituyente, fenómenos relacionados con las propiedades del fluido, y del comportamiento del flujo, de la presión y temperatura (Lagumbay, 2006). La **Figura 4** ilustra algunos de los elementos principales que conforman un simulador de flujo. Incluso el programa de simulación más simple posible, al menos, debe proporcionar una manera de proveer los datos de entrada, normalmente a través de una interfaz gráfica de usuario (GUI). Este debe conocer e interpretar las propiedades químicas / físicas del fluido (s) involucrado (i.e. datos PVT), de flujo (i.e. correlaciones empíricas/mecánicas de flujo), térmicas (i.e. considerando las leyes de transferencia de calor), y debe contener un módulo de cómputo. Asimismo, se requiere de un canal para comunicar los resultados, a través de una interfaz gráfica de usuario o por medio de una interfaz de programación de aplicaciones (i.e. API- *Application Programming Interface*) (Bratland, 2008).

El presente trabajo pretende contribuir a las escasas investigaciones que se han generado alrededor de metodologías encaminadas al desarrollo de *software* para el modelado de flujo multifásico, contemplando objetivos investigativos, sin desmedro de las pautas de calidad en *software*. Por lo tanto, la elección de este tema reúne tres tipos de intereses: i) Pedagógico: El usuario final, adquirirá distintas capacidades a través de las estrategias de enseñanza utilizadas, mediante el uso apropiado del *software*; respondiendo a las nuevas concepciones que sobre la educación se han planteado, formación por competencias (Martínez, et al., 2012); ii) Profesional: Enmarca los lineamientos actuales de la ingeniería del *software* y, los desarrollos realizados durante los últimos años en cuanto a normativa a utilizar en el diseño de los productos *software*; iii) Económico–social: Aporte para al mejoramiento del nivel educativo.

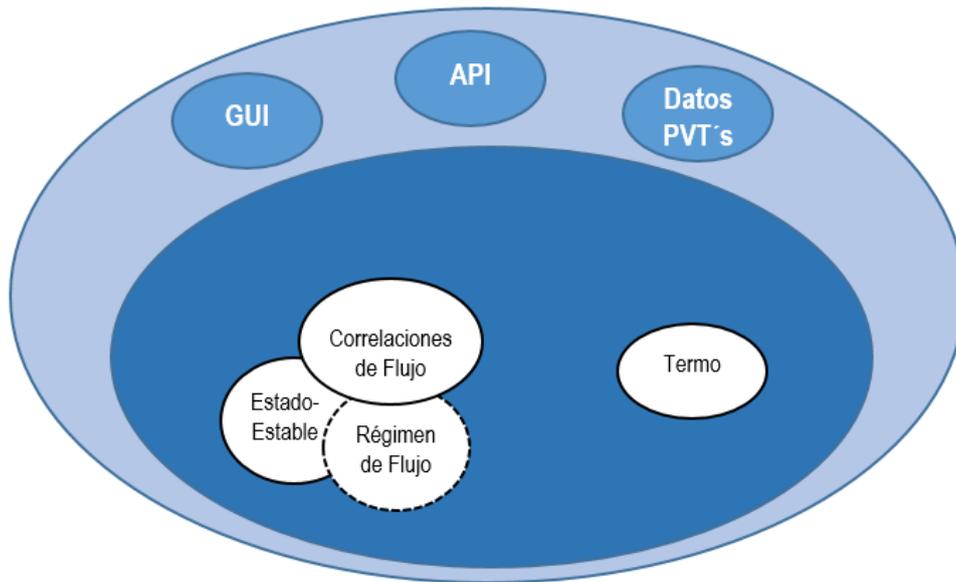


Figura 4. Estructura simplificada de un simulador de flujo. Adaptado de (Bratland, 2008)

2.2.2. Planear la solución (modelado y diseño del software): La estructura y la teoría para el desarrollo de modelos computacionales, asociados al diseño de cálculos en sistemas de redes de flujo, están particularmente orientados a la predicción de patrones de flujo, *holdup* de líquido y caídas de presión (Gregory & Aziz, 1978).

El desarrollo de herramientas computacionales para el análisis hidráulico (i.e. perfiles de presión y temperatura) ha sido ampliamente estudiado, sin embargo, en la literatura muy pocos autores evidencian abiertamente la metodología utilizada (Gregory & Aziz, 1978; Romero & Salazar, 2007; Ortiz & Jaimes, 2015). En la presente sección se enmarcan los esfuerzos efectuados por investigaciones de carácter no comercial para el desarrollo de estas; siendo las herramientas de código cerrado (ver **Tabla 1**), un referente de la arquitectura y diseño del software a tomar para este estudio.

Gregory & Aziz (1978) proponen uno de los primeros programas para la automatización de cálculos de parámetros hidráulicos en sistemas integrales de producción para gas condensado. Los autores fundamentan sus cálculos en la solución simultánea de la ecuación de flujo y balance de energía por medio de métodos iterativos para determinar la presión y la temperatura en cada segmento del sistema. Describen el efecto significativo del coeficiente global de transferencia de calor e

inclinación de la tubería sobre la caída de presión, y en menor proporción la temperatura ambiente, siendo variables de importancia al momento de realizar el modelado hidráulico.

Por su parte, Romero & Salazar (2007), ofrecen un paso a paso de los modelos matemáticos implementados para el desarrollo de la herramienta computacional presentada. Los autores se limitan a utilizar tan sólo una correlación de flujo multifásico, Beggs & Brill, y consideran efectos térmicos a partir del modelo de convección de Zhang et al. (2006). La metodología desarrollada en la elaboración de la herramienta computacional, Analizador de Flujo Multifásico (AFM), permitió la creación de dos módulos principales: uno de pérdida de presión, y otro de transferencia de calor. Los autores establecieron los parámetros más influyentes sobre las variables de presión y temperatura, por medio de un análisis de sensibilidad (i.e. inclinación y diámetro interno de la tubería; y, radiación de la tubería hacia alrededores, respectivamente). Validaron su modelo, a través de una comparación de resultados con una herramienta comercial. Las diferencias en las pérdidas de presión se mantuvieron en un rango 0.01% y 1.14 % de desviación, conservando gran similitud entre ambos simuladores. No obstante, con respecto a la temperatura, se aprecian desviaciones entre 2% a 14 %; tales errores son atribuidos a los modelos implementados para el cálculo del coeficiente total de transferencia de calor.

Ortiz y Jaimes (2015) desarrollaron un software codificado en java, para el modelado del flujo multifásico en tubería vertical y horizontal. La herramienta determina perfiles de presión y temperatura, y propiedades PVT punto a punto pre-establecidas (i.e. no proporciona correlaciones adicionales para determinar propiedades del fluido). Las pérdidas de presión en tubería vertical fueron calculadas a partir de las correlaciones de Beggs & Brill, Poettman & Carpenter, Ansari *et al.* Para tubería horizontal utilizaron las correlaciones de Eaton *et al.*, Beggs & Brill, Xiao *et al.* Los autores, disienten en el comportamiento de la presión y la temperatura en tuberías con/sin asilamiento por medio de una herramienta comercial. Se evidencian márgenes de error máximo de 25.1 % para el perfil de temperatura y de 0.1792% para el perfil de presión.

En la **Tabla 6** se enuncian algunas investigaciones relacionadas con el desarrollo de *software* para el modelado de flujo multifásico, incluyendo las ya mencionadas, ofreciendo una contextualización del alcance de cada una, por medio de las siguientes preguntas: i) ¿Considera el cálculo de propiedades de los fluidos?, sí es así, ¿Cuántas correlaciones ofrece?; ii) ¿Considera flujo en dirección vertical?, sí es así, ¿Cuántas correlaciones ofrece?; iii) ¿Considera flujo en dirección horizontal?, sí es así, ¿Cuántas correlaciones ofrece?; iv) ¿Considera el efecto de la temperatura en el modelo?; v) ¿Cuántas líneas de flujo permite modelar?; vi) ¿Qué lenguaje de programación se implementó? Asimismo, se evidencia el grado de complejidad enmarcado en los modelos generados, fundamentada en el abanico de correlaciones para caracterizar el fluido y el flujo, y el número de líneas que se modelan en estos; siendo esta última, una de las grandes desventajas adscritas a los modelos, debido principalmente a la dificultad que conlleva modelar una red de pozos.

Tabla 6. Investigaciones relacionadas con el desarrollo de software para el modelado de flujo multifásico.

Investigación	Calculo Propiedades PVT SI (#) / NO	Flujo en Dirección Vertical SI (#) / NO	Flujo en Dirección Horizontal SI (#) / NO	Efectos Térmicos SI / NO	N° de Líneas de Flujo	Lenguaje de Programación
(Blanca & Serra, 2006)	SI(44)	SI (4)	SI(2)	SI. Sin emplear U*	1	Visual Studio.Net
(Romero & Salazar, 2007)	SI. Predefinidas	NO	SI (1)	SI (Zhang, et al., 2006)	1	Borland Delphi 7.0
(Erazo, 2008)	SI. Predefinidas	SI (1)	SI (1)	SI. Sin emplear U*	1	MatLab R2007a
(Oviedo & Chaparro, 2011)	SI. Predefinidas	SI (1)	NO	SI. Sin emplear U*	1	Visual Studio
(Ortiz & Jaimes, 2015)	SI. Predefinidas	SI(3)	SI(3)	SI. Emplea U*	1	Java NetBeans 8.0

U*= Coeficiente global de transferencia de calor

2.2.3. Ejecutar el plan (generación del código): La complejidad exhibida por los sistemas de flujo multifásico radica en la determinación de las alteraciones experimentadas por las fases durante la

trayectoria recorrida (Al-Shammari, 2011). Así, propiedades PVT's e hidrodinámicas de los fluidos serán diferentes para cada una, como densidad y viscosidad, y, velocidades.

El objetivo primario de este estudio es la construcción de un modelo numérico para simular y analizar el comportamiento de los fluidos en una red de recolección, para lo cual, se proponen 3 módulos para la caracterización del mismo, en concordancia con los modelos propuestos en la sección 1.3: i) Modelo de fluidos, ii) Modelo de Flujo, y, iii) Modelo de transferencia de calor, siendo el modelo Físico una representación implícita en los cálculos, para el planteamiento de los anteriores. En la **Figura 5**, se evidencia la interacción enmarcada por los modelos, a través de un diagrama de flujo del paso a paso a seguir para el desarrollo del modelo numérico. A razón de lo discutido, en consideración con la metodología para el desarrollo del *software*, propuesta por Poyla (1945), se pone de manifiesto la complejidad para la construcción de este, siendo los mayores retos: i) El balance para cada nodo de la red de: continuidad, momentum y energía, y, ii) creación de un algoritmo que simule el recorrido del fluido en la red de recolección, para interpretación del modelo computacional.

2.2.4. Examinar la exactitud del resultado (probar y asegurar la calidad): Con el fin de tener certeza del código digitado, y evitar fallos en etapas tardías del proyecto, se realizarán periódicamente pruebas de escritorios para cada uno de los modelos descritos en la **Figura 5**. Asimismo, se medirá el desempeño del producto derivado de esta investigación, junto con una herramienta comercial, por medio de una comparación de resultados en función del error porcentual y desviación estándar.

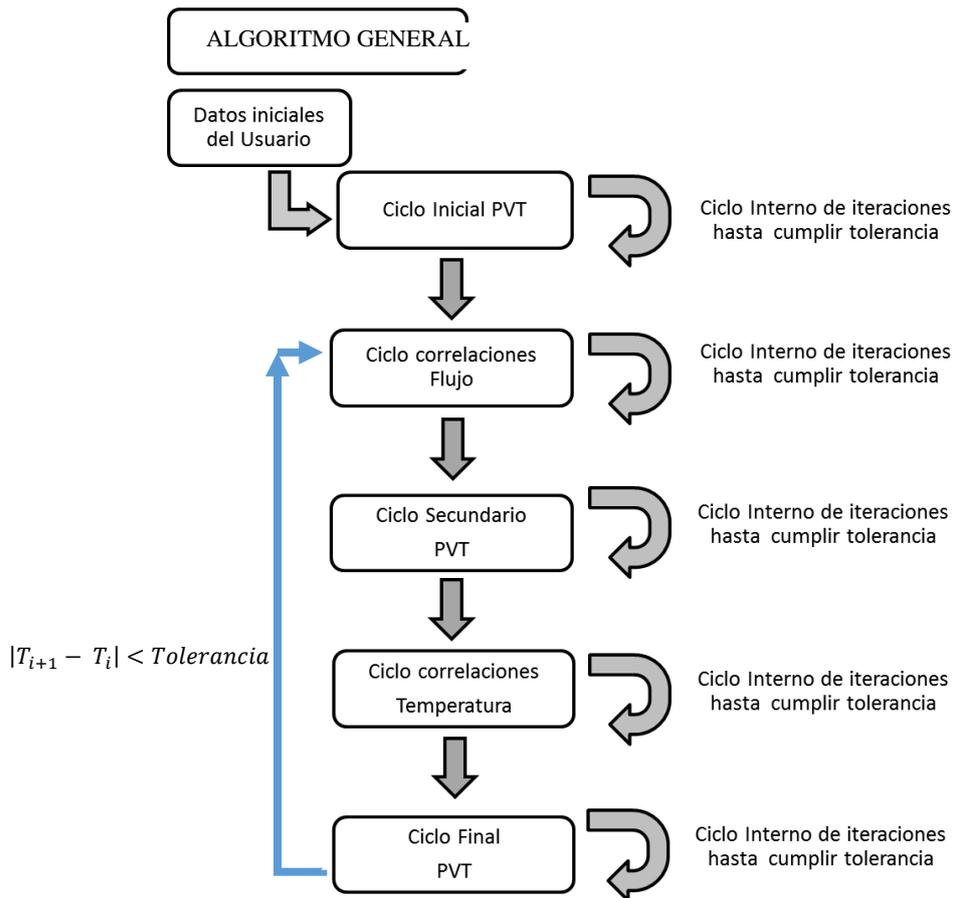


Figura 5. Algoritmo solución generalizado.

3. Modelo numérico para el análisis y el diseño de redes de tubería para flujo bifásico

3.1. Sinopsis

Extensivas investigaciones para flujo bifásico en tuberías han sido tratadas por más de 60 años. Valle et al (2017) realizan un detallado estado del arte, respecto a los modelos matemáticos enfocados a la caracterización hidráulica del flujo multifásico. Sin embargo, en la literatura la aplicación de esos métodos ha sido limitada a esquemas constituidos por sólo una línea de flujo, exceptuando las herramientas comerciales que permiten la implementación en redes de tuberías. En la búsqueda bibliográfica efectuada para esta investigación (e.g. Scintdirect, Onepetro, Google Academic), son escasos los métodos satisfactorios que se han reportado para analizar y diseñar redes de flujo bifásico, gas-liquido. No obstante, los autores Mucharam & Adewumi (1990) y Tian & Adewumi (1994), lograron modelar sistemas complejos de tuberías con flujo bifásico, pero su aplicabilidad se ve restringida, ya sea por el tipo de configuración del sistema o por el tipo de fluido tratado (i.e. gas y aceite).

Por su parte, Shamir & Howard (1968) y Stoner (1969), publicaron un método para el análisis de flujo monofásico en redes, haciendo uso del método iterativo de Newton-Raphson, para resolver el conjunto de ecuaciones resultante del balance de masa. La aplicación de esta técnica a sistemas de flujo monofásico es reconocida en la literatura, no obstante, no ha sido replanteada para sistemas bifásicos, probablemente, debido a la complejidad implicada en la obtención de las derivadas necesarias, para su correcta puesta en marcha.

El presente trabajo tiene como objetivo plantear un modelo numérico para flujo bifásico, basado en el propuesto por Tian & Adewumi (1994), el cual ha sido modificado con el fin de superar las dificultades adscritas al mismo. En primera medida esto se efectuó mediante la consideración de una mezcla de agua y aceite como fase líquida complementaria a la fase gaseosa, y a través de la implementación de diversos tipos de correlaciones de flujo multifásico (e.g. Eaton et al. (1967),

Dukler (1969) y Beggs & Brill (1973)). Finalmente, es necesario resaltar que este modelo no requiere un arreglo matricial, ya que está basado en un algoritmo de solución simultánea que facilita su aplicación. Asimismo, se presentan los diversos modelos numéricos para el modelado de redes de flujo monofásico, descritos en la literatura, que permitirán sustentar el fundamento matemático del algoritmo propuesto.

3.2. Modelos de redes de tuberías

El objetivo principal del modelado enfocado a la construcción de redes de tuberías es simular el comportamiento hidráulico de los fluidos. Un esquema típico usado en muchos problemas de mecánica de fluidos es el modelo en estado estacionario, el cual consiste en establecer condiciones estables en la red, en un instante/punto del tiempo (Walski, 1994). Cuando se conocen puntos de presión y flujo del modelo, se pueden implementar ecuaciones de continuidad (balance de masa) y balance energético para estimar el caudal y la presión en cualquier punto del sistema. Varios métodos numéricos de resolución de problemas se han desarrollado para resolver el modelo en estado estacionario.

A continuación, se presentan algunos de los métodos de solución numérica para sistemas conformados por esquemas monofásicos, los cuales serán insumo para el modelo propuesto.

3.2.1. Modelos de solución numérica. La complejidad de modelar redes de recolección se fundamenta en el requerimiento de caudal y presión en todas las tuberías y nodos del sistema. La conceptualización del problema demanda de características físicas de las tuberías, y la especificación de las variables presión y caudal dentro del sistema. Es un desafío, al intentar representar el comportamiento hidráulico del fluido cuando diferentes corrientes fluyen a un mismo nodo, para lo cual, en esta investigación, se suscitan estudios enmarcados en la literatura, cuyo objeto sea la resolución del flujo de fluidos en sistemas tipo bucles, siendo estos, un punto de partida, para comprender el análisis matemático y numérico, relacionado con la problemática evidenciada.

Con el fin de resolver el problema de la red de fluidos en bucles, es muy común el empleo de las dos leyes de Kirchhoff, desarrolladas originalmente para resolver circuitos eléctricos, las cuales son equivalentes, a las ecuaciones de continuidad, y conservación de la energía, respectivamente (Martinez & Puigjaner, 1988), y, establecen que: i) La suma algebraica de las corrientes en un nodo pertenecientes a una red de conductores es cero, ii) La suma dirigida de las diferencias de potencial eléctrico (i.e. voltios) alrededor de cualquier circuito cerrado es cero.

Aplicando las anteriores leyes, al problema de red de tuberías en bucle, la corriente eléctrica en la primera ley es equivalente el flujo de masa, y el potencial eléctrico en la segunda ley, corresponde a la caída de presión. Por lo tanto, una de las leyes se satisface en el modelado del problema y la otra, resolviendo un sistema no lineal de ecuaciones (Cross, 1936). Basándose en la linealización de este sistema de ecuaciones, Cross (1936) propuso un método de resolución, que es esencialmente un método de relajación adecuado para solventar el problema manualmente (Gay & Middleton, 1970), obteniendo los métodos de modelado, denominados: Método de Flujo Equilibrado y el Método de Presión Balanceada, que satisfacen la primera y segunda ley de Kirchhoff, respectivamente (Cross, 1936).

En busca de mejorar la resolución del problema, se han desarrollados métodos basados en: i) La partición de la matriz representativa del problema (Sargent, 1978; Shacham, 1984), ii) La linealización (Krope, et al., 2011) y, iii) Newton-Raphson para resolver el problema de la red de fluidos en bucles para el método de Hardy-Cross (Altman & Boulos, 1995; Brick, 2011). Para esta última, las características de las ecuaciones y las suposiciones iniciales de las variables dependientes definen la propiedad de convergencia del problema.

Atendiendo a lo anterior, se procederá a describir los métodos de resolución mencionados.

3.2.1.1. Hardy-Cross. La idea básica del método de Hardy-Cross es que la conservación de la masa en cada nodo puede establecerse inicialmente (Cross, 1936). Esto significa que primero se debe

asumir una estimación inicial de los flujos en cada elemento de la tubería antes de iniciar el cálculo de la caída de presión.

Para cualquier tubería en el que Q_0 es asumido como el flujo inicial, la **Ecuación 3** (i.e. ecuación característica de la tubería), puede ser estimada usando una expansión de la serie Taylor como sigue en la **Ecuación 4**:

$$h_f = KQ^n \quad (3)$$

$$h_f = K(Q_0^n + Q_0^{n-1}\Delta Q + n(n-1)Q_0^{n-2}\Delta Q^2 + \dots) \quad (4)$$

Y,

$$\Delta Q = Q - Q_0 \quad (5)$$

Donde h_f representa la caída de presión, y K denota una resistencia constante de la tubería. La caída de presión es usualmente relacionada al flujo en la tubería con la potencia característica, n . Los métodos de Darcy-Weisbach y Hazen-Williams son comúnmente usados para definir los valores de n y K (Bhave, 1991). Asimismo, Q es el “flujo correcto” y ΔQ es el factor de corrección del flujo.

Si ΔQ es relativamente insignificante en comparación con Q_0 , la **Ecuación 4**, podría ser descrita como lo enuncia la **Ecuación 6**.

$$h_f = K(Q_0^n + Q_0^{n-1}\Delta Q) \quad (6)$$

Para un grupo de sistemas tipo bucles, se tiene (Ver **Ecuación 7**).

$$\sum h_f = \sum KQ^n = \sum KQ|Q|^{n-1} = \sum KQ_0|Q_0|^{n-1} + \Delta Q \sum knk|Q_0|^{n-1} = 0 \quad (7)$$

En la cual, ΔQ es asumido igual para todas las secciones de tubería en un bucle. Las anotaciones de valor absoluto se han añadido para tener en cuenta la dirección de la sumatoria alrededor de un bucle dado.

La **Ecuación 8** permite obtener ΔQ .

$$\Delta Q = -\frac{\sum K Q_0 |Q_0|^{n-1}}{\sum nk |Q_0|^{n-1}} \quad (8)$$

Posteriormente, ΔQ se aplica para actualizar el caudal en la **Ecuación 9** para cada sección de tubería en un bucle.

$$Q_{0,nuevo} \sim Q = -Q_0 + \Delta Q \quad (9)$$

Para sistemas complejos de redes de tuberías, donde existen fuentes múltiples, y diferencias en la elevación, la **Ecuación 8**, debe ser acondicionada para considerar dichos efectos (Ver **Ecuación 10**).

$$\Delta Q = -\frac{\sum K Q_0 |Q_0|^{n-1} + a}{\sum nk |Q_0|^{n-1} + b} \quad (10)$$

Y,

$$a = \sum_{perdidas} \left(\frac{8C_e}{g_c \pi^2 D^4} \right) Q_0 |Q_0| \quad (11)$$

$$b = \sum_{perdidas} \left(\frac{16C_e}{g_c \pi^2 D^4} \right) |Q_0| \quad (12)$$

Donde C_e es el coeficiente de pérdida menor, causado por un cambio en el área de sección transversal del flujo entre la tubería y la fuente. Para los sistemas de red de tuberías grandes, los efectos de entrada y salida pueden ser insignificantes cuando sus pérdidas de presión no son representativas en comparación con las caídas de presión de la tubería.

3.2.1.2. Newton-Raphson. El método de Newton-Raphson es un método numérico que permite resolver sistemas de ecuaciones matemáticas de manera simultánea. Su principal utilidad, según Pipes (1958), radica en la facilidad que ofrece para resolver ecuaciones diferenciales cuando se conocen valores aproximados de los parámetros desconocidos deseados.

El objetivo de este método multivariable es linealizar los sistemas de ecuaciones mediante el uso de series de Taylor, de tal manera que el modelo resultante pueda ser resuelto a través de un determinado método de eliminación como el Gaussiano con sustitución hacia atrás.

Suponga que los caudales de un sistema de tuberías están representados mediante la formulación observada en la **Ecuación 13**, el cual no es lineal y sus variables pueden ser aproximadas inicialmente como se muestra en la **Ecuación 14**.

$$\begin{aligned} f_1(Q_1, Q_2, \dots, Q_n) &= 0 \\ f_2(Q_1, Q_2, \dots, Q_n) &= 0 \\ &\vdots \\ f_m(Q_1, Q_2, \dots, Q_n) &= 0 \end{aligned} \tag{13}$$

$$Q_1 = Q_1^k, Q_2 = Q_2^k, \dots, Q_n = Q_n^k \tag{14}$$

Entonces, al utilizar las series de Taylor se puede obtener una aproximación inicial de los valores de la forma indicada en la **Ecuación 15**.

$$f_i(Q_1, Q_2, \dots, Q_n) = f_i(Q_1^k, Q_2^k, \dots, Q_n^k) + \sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial f_i}{\partial Q_j} \right) \bigg|_{Q_j^k} (Q_j - Q_j^k) = 0 \tag{15}$$

Este resultado puede ser representado matricialmente, como se muestra en la **Ecuación 16**,

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1^k}{\partial Q_1^k} & \frac{\partial f_1^k}{\partial Q_2^k} & \dots & \frac{\partial f_1^k}{\partial Q_n^k} \\ \frac{\partial f_2^k}{\partial Q_1^k} & \frac{\partial f_2^k}{\partial Q_2^k} & \dots & \frac{\partial f_2^k}{\partial Q_n^k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n^k}{\partial Q_1^k} & \frac{\partial f_n^k}{\partial Q_2^k} & \dots & \frac{\partial f_n^k}{\partial Q_n^k} \end{bmatrix}_{m \times n} \begin{bmatrix} Q_1 - Q_1^k \\ Q_2 - Q_2^k \\ \vdots \\ Q_n - Q_n^k \end{bmatrix}_{n \times 1} = - \begin{bmatrix} f_1(Q_1^k, Q_2^k, \dots, Q_n^k) \\ f_2(Q_1^k, Q_2^k, \dots, Q_n^k) \\ \vdots \\ f_m(Q_1^k, Q_2^k, \dots, Q_n^k) \end{bmatrix}_{m \times 1} \tag{16}$$

De tal manera que al reordenar se tiene lo expresado por la **Ecuación 17**,

$$\begin{bmatrix} Q_1 - Q_1^k \\ Q_2 - Q_2^k \\ \vdots \\ Q_n - Q_n^k \end{bmatrix}_{nx1} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1^k}{\partial Q_1^k} & \frac{\partial f_1^k}{\partial Q_2^k} & \cdots & \frac{\partial f_1^k}{\partial Q_n^k} \\ \frac{\partial f_2^k}{\partial Q_1^k} & \frac{\partial f_2^k}{\partial Q_2^k} & \cdots & \frac{\partial f_2^k}{\partial Q_n^k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n^k}{\partial Q_1^k} & \frac{\partial f_n^k}{\partial Q_2^k} & \cdots & \frac{\partial f_n^k}{\partial Q_n^k} \end{bmatrix}_{m \times n} \begin{bmatrix} f_1(Q_1^k, Q_2^k, \dots, Q_n^k) \\ f_2(Q_1^k, Q_2^k, \dots, Q_n^k) \\ \vdots \\ f_m(Q_1^k, Q_2^k, \dots, Q_n^k) \end{bmatrix}_{mx1} \quad (17)$$

En la **Ecuación 18** se pueden observar los valores corregidos para la iteración posterior,

$$\begin{bmatrix} Q_1^{k+1} \\ Q_2^{k+1} \\ \vdots \\ Q_n^{k+1} \end{bmatrix}_{nx1} = \begin{bmatrix} Q_1^k \\ Q_2^k \\ \vdots \\ Q_n^k \end{bmatrix}_{nx1} + \begin{bmatrix} Q_1 - Q_1^k \\ Q_2 - Q_2^k \\ \vdots \\ Q_n - Q_n^k \end{bmatrix}_{nx1} \quad (18)$$

De lo anterior se puede concluir que, a medida que los valores de la matriz $Q_1 - Q_1^k$ tienden a cero, el método logrará alcanzar una convergencia y el proceso iterativo habrá llegado a su fin.

3.2.1.3. Leyes de Kirchhoff. Como se mencionó anteriormente, estas leyes fueron propuestas inicialmente para el análisis de circuitos eléctricos, sin embargo, la experiencia ha demostrado que pueden ser aplicadas para el análisis de sistemas de tuberías.

La primera ley de Kirchhoff expresa que la suma algebraica de los flujos en cada nodo debe ser cero, es decir, los flujos de entrada y salida del nodo deben ser iguales, como se muestra en la **Ecuación 19 & 20**.

$$\sum Q = 0 \quad (19)$$

$$\sum Q_{entrada} - \sum Q_{salida} = 0 \quad (20)$$

Por otra parte, la segunda ley (expresada en la **Ecuación 21**), enuncia que la suma algebraica de los diferenciales de presión en cada bucle cerrado debe ser cero.

$$\sum \Delta P = 0 \quad (21)$$

No obstante, es de notar que el diferencial de presión en cada nodo ($P_j - P_k$) está relacionado al flujo a través de este, y dicha relación está determinada por la ecuación de balance de energía, como se observa en la **Ecuación 22**:

$$P_j - P_k = \left((Z_k - Z_j) + \left(\frac{8}{g_c \pi^2 D^4} \right) Q^2 + \sum_{tuberias} K Q^n + \sum_{perdidas} \left(\frac{8(C_e + C_v)}{g_c \pi^2 D^4} \right) Q^2 - \sum_{bombas} (A_o + A_1 Q + A_2 Q^2) \right) \frac{\gamma g_c}{g} \quad (22)$$

Donde Z_j y Z_k son las elevaciones de los puntos j y k, γ es la gravedad específica del fluido y g es la constante gravitacional.

3.3. Formulación del modelo propuesto

El modelo expuesto, consta de dos componentes principales complementarios entre sí: i) el modelo de flujo multifásico que indica el comportamiento del fluido en movimiento basado en la ecuación de balance de energía, y ii) el modelo de red de tuberías que predice los caudales y las presiones en cada punto del sistema, derivado de las leyes de Kirchhoff y la ecuación de balance de materia.

Con el fin de plantear el modelo se asumen las siguientes suposiciones:

- i. La temperatura promedio del fluido es constante a través del sistema.
- ii. Se presentan condiciones de estado estable.
- iii. Esquema de fluido “Black Oil”.
- iv. Efectos de codos, uniones, etc., fueron ignorados.

3.3.1. Modelo de Flujo Multifásico. Para analizar el flujo multifásico, cualquier tipo de correlación puede ser usada en el modelo numérico propuesto, sin embargo, para lograr acoplarla es necesario realizar una reorganización previa de las ecuaciones formuladas, con el fin de expresar el caudal de fluidos en función de las presiones de entrada y salida.

El procedimiento a seguir es similar para cualquier correlación de flujo multifásico((Poettmann & Carpenter, 1952; Flanigan, 1958; Hoogendorn, 1959; Duns & Ros, 1963; Hagedorn & Brown, 1965; Eaton, et al., 1967; Orkiszewski, 1967; Dukler, 1969; Beggs & Brill, 1973; Mandhane, et al., 1974), no obstante, por cuestiones de extensión solo se mostrará el método de Beggs & Brill(1973), correspondiente a las **Ecuaciones 23-38**.

Partiendo de la **Ecuación 23** usada para calcular el gradiente de presión de líquido:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{\left(\frac{g}{g_c} \sin \theta \rho_m + \frac{f_{tp} G_m v_m}{2 g_c d} \right)}{1 - \frac{[\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)] v_m v_{sg}}{g_c P}} \quad (23)$$

Se definen los caudales de líquido y gas en términos de ciertas constantes arbitrarias, como se muestran en las **Ecuaciones 24-27**:

$$q_g = \left[3,27 * 10^{-7} F.C. (R - R_s) \frac{\bar{T}}{\bar{P}} \right] q = C_1 q \quad (24)$$

$$q_o = [6,49 * 10^{-5} B_o] q = C_2 q \quad (25)$$

$$q_w = [6,49 * 10^{-5} B_w WOR] q = C_3 q \quad (26)$$

$$q_l = q_o + q_w = (C_2 + C_3) q = C_4 q \quad (27)$$

Adicionalmente, la densidad y el flujo másico de la mezcla, así como las velocidades reales y superficiales, también deben expresarse usando estas constantes, a partir de las relaciones evidenciadas en las **Ecuaciones 28-31**:

$$\rho_m = \rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l) \quad (28)$$

$$G_m = (\rho_l C_4 + \rho_g C_1) q \quad (29)$$

$$v_m = \frac{C_1 + C_4}{A_p} * q \quad (30)$$

$$v_{sg} = \frac{C_1}{A_p} * q \quad (31)$$

Al reemplazar las variables, la **Ecuación 23** se convierte en:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{\left(\frac{g}{g_c} \sin \theta \rho_m + \frac{f_{tp}(\rho_o C_4 + \rho_g C_1)q * \frac{C_1 + C_4}{A_p} q}{2g_c D} \right)}{1 - \frac{\rho_m * \frac{(C_1 + C_4)q}{A_p} * \frac{C_1 q}{A_p}}{g_c P}} \quad (32)$$

Posteriormente se reducen términos semejantes:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{\left(\frac{2Dg \sin \theta \rho_m + \frac{f_{tp}(\rho_o C_4 + \rho_g C_1)(C_1 + C_4)q^2}{A_p}}{2D} \right)}{\frac{g_c P - \frac{\rho_m(C_1 + C_4)C_1 q^2}{A_p^2}}{P}} \quad (33)$$

Operando las fracciones se obtiene:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{2Dg \sin \theta \rho_m P A_p^2 + f_{tp}(\rho_o C_4 + \rho_g C_1)(C_1 + C_4)q^2 P A}{2Dg_c P A^2 - 2D\rho_m(C_1 + C_4)C_1 q^2} \quad (34)$$

Separando términos a lado y lado:

$$\Delta P(2Dg_c P A^2 - 2D\rho_m(C_1 + C_4)C_1 q^2) = \Delta Z(2Dg \sin \theta \rho_m P A_p^2 + f_{tp}(\rho_o C_4 + \rho_g C_1)(C_1 + C_4)q^2 P A) \quad (35)$$

Se agrupan términos semejantes y se factoriza q^2 :

$$q^2(-\Delta Z f_{tp}(\rho_o C_4 + \rho_g C_1)(C_1 + C_4)P A - 2D\rho_m \Delta P(C_1 + C_4)C_1) = (2\Delta Z D g \sin \theta \rho_m P A_p^2 - 2\Delta P D g_c P A^2) \quad (36)$$

Al despejar:

$$q^2 = \frac{2\Delta Z D g \sin \theta \rho_m P A_p^2 - 2\Delta P D g_c P A^2}{-\Delta Z f_{tp}(\rho_o C_4 + \rho_g C_1)(C_1 + C_4) P A - 2D \rho_m \Delta P (C_1 + C_4) C_1} \quad (37)$$

Reorganizando y reduciendo términos:

$$q^2 = \frac{(P_1 - P_2 - (L \sin \theta \rho_m)) - g_c A^2}{(C_1 + C_4) \left[\frac{L f_{tp}(\rho_o C_4 + \rho_g C_1)}{2D} + \frac{C_1 \rho_m (P_1 - P_2)}{P} \right]} \quad (38)$$

De este punto en adelante la variable q^2 será denotada como S.

A continuación, se evidencia una metodología para calcular el caudal a través de una tubería, considerando flujo bifásico. En esta, los primeros cuatro pasos son comunes para todas las correlaciones de flujo multifásico, sin embargo, a partir del quinto, el enfoque cambia de acuerdo con cada autor. En el presente estudio, se describirán las correlaciones de: Beggs & Brill (1973) (ver **Ecuaciones 41-61**), Eaton et al. (1967) (ver **Ecuaciones 62-87**), Dukler (1969) (ver **Ecuaciones 88-116**).

- i. Calcular la presión promedio a la entrada y la salida de la tubería (ver **Ecuación 39**):

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2} \quad (39)$$

- ii. Calcular todas las propiedades del fluido a la presión promedio: Z, Rs, Bo, Bg, densidades y viscosidades (se debe asumir una temperatura promedio en la tubería).
- iii. Calcular q_g , q_o , q_w y q_l de acuerdo con las **Ecuaciones 23-27**.
- iv. Obtener el hold-up de líquido no-slip, λ (constante), mediante la **Ecuación 40**.

$$\lambda = \frac{q_l}{q_g + q_l} = \frac{C_4}{C_1 + C_4} \quad (40)$$

3.3.1.1. Beggs & Brill (1973).

- v. Calcular la viscosidad del líquido:

$$\mu_l = \mu_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \mu_w \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \quad (41)$$

- vi. Calcular los siguientes parámetros:

$$\mu_m = \lambda * \mu_l + (1 - \lambda) * \mu_g \quad (42)$$

$$L_1 = \exp(-4.62 - 3.757 * X - 0.481 * X^2 - 0.0207 * X^3) \quad (43)$$

$$L_2 = \exp(1.061 - 4.602 * X - 1.609 * X^2 - 0.179 * X^3 + 0.000635 * X^5) \quad (44)$$

Donde: $X = \ln(\lambda)$

vii. Calcular la densidad del líquido:

$$\rho_l = \rho_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \rho_w \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \quad (45)$$

viii. En la primera iteración asumir un valor de factor total de fricción ($f_{sp}=0,006$) y calcular la densidad de la mezcla:

$$\rho_{sp}^{(0)} = \lambda * \rho_l + (1 - \lambda) * \rho_g \quad (46)$$

ix. Calcular el flujo total:

$$q = \begin{cases} \sqrt{S} & \text{si } S \geq 0 \\ \sqrt{-S} & \text{si } S < 0 \end{cases} \quad (47)$$

Donde,

$$S = \frac{(144 * (P_1 - P_2) - \rho_{sp} * L * \sin(\theta)) * 32.174 * A^2}{\left(C_1 + C_4 * \left[\frac{L * f_{sp}}{2 * D} * (C_1 * \rho_g + C_4 * \rho_l) + \frac{C_1 * \rho_{sp}}{\bar{P}} * (P_1 - P_2) \right] \right)} \quad (48)$$

x. Calcular N_{FR} , N_{Re} , N_{LV} :

$$N_{FR} = \frac{1}{32.174 * D} * \left[\frac{(C_1 + C_4) * q}{A} \right]^2 \quad (49)$$

$$N_{Re} = \frac{\left((C_1 * \rho_g + C_4 * \rho_l) * q * D \right)}{A * \mu_m} \quad (50)$$

$$N_{LV} = 1.938 * C_4 * \frac{q}{A} * \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l} \right)^{0.25} \quad (51)$$

xi. Determinar el patrón de flujo:

Segregado: $N_{FR} < L_1$

Intermitente: $L_1 < N_{FR} < L_2$

Distribuido: $N_{FR} > L_1$ && $N_{FR} > L_2$

- xii. Calcular el hold-up para tubería horizontal mostrado en la **Ecuación 52**, usando las constantes de la **Tabla 7**:

$$H_L(0) = \frac{a * \lambda^b}{N_{FR}^c} \tag{52}$$

Tabla 7. Constantes a , b y c para el cálculo de hold-up. Modificado de Beggs & Brill (1973).

Régimen 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

- xiii. Calcular el factor de corrección de hold-up ψ por inclinación, utilizando las constantes de la

Tabla 8:

$$\Psi = 1 + C \left[\sin(1.8 * \theta) - \frac{1}{3} \sin^3(1.8 * \theta) \right] \tag{53}$$

Donde,

$$C = (1 - \lambda) * \ln(d * \lambda^e * N_{LV}^f * N_{FR}^g) \tag{54}$$

Tabla 8. Constantes d , e , f y g para el cálculo de hold-up. Modificado de Beggs & Brill (1973).

Régimen de Flujo	d	e	f	g
Segregado hacia arriba	0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermitente hacia arriba	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribuido hacia arriba	No se corrige $C=0$, $\Psi = 1$, $H_L \neq f(\theta)$			
Todos los patrones hacia abajo	4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056

- xiv. Calcular el hold-up de líquido y la densidad de la mezcla:

$$H_L(\theta) = H_L(0) * \Psi \quad (55)$$

$$\rho_{sp} = H_L(\theta) * \rho_o + (1 - H_L(\theta)) * \rho_g \quad (56)$$

xv. Calcular el factor de fricción sin deslizamiento:

$$f_{ns} = \frac{1}{\left[2 * \log\left(\frac{N_{Re}}{4.5223 * \log N_{Re} - 3.8215}\right)\right]^2} \quad (57)$$

xvi. Calcular el factor total de fricción:

$$f_{sp} = f_{ns} * e^S \quad (58)$$

Donde:

$$S = \begin{cases} \ln(2.2 * Y - 1.2) & \text{si } 1.0 < Y < 1.2 \\ \ln(Y) & \\ \frac{\ln(2.2 * Y - 1.2) * \ln(Y)}{-0.0523 + 3.18 * \ln(Y) - 0.8725 * (\ln(Y))^2 + 0.01856 * (\ln(Y))^4} & \end{cases} \quad (59)$$

$$Y = \frac{\lambda}{H_L^2(\theta)} \quad (60)$$

xvii. Calcular la tasa de flujo a una nueva iteración utilizando las ecuaciones del paso vi.

xviii. Repetir hasta alcanzar la convergencia:

$$|q^{(n+1)} - q^{(n)}| < \epsilon \quad (61)$$

3.3.1.2. Eaton et al (1967).

i. Calcular ρ_L (ver **Ecuación 45**) y ρ_g :

$$\rho_g = \frac{0.074 * SG_g * (\bar{P} + 14.7) * 520}{14.7 * (\bar{T} + 460) * Z} \quad (62)$$

ii. Asumir un factor total de fricción $f_{sp}=0,006$ y calcular el flujo total:

$$q = \begin{cases} \sqrt{S} & \text{si } S \geq 0 \\ \sqrt{-S} & \text{si } S < 0 \end{cases} \quad (63)$$

Donde,

$$S = \frac{48 * d * (P_1 - P_2) * 32,174 * A_p^2 * \left(1 + \frac{D}{6 * L * f_{sp}}\right)}{L * (\rho_L C_4 + \rho_g C_1) * (C_4 + C_1) * f_{sp}} \quad (64)$$

iii. Calcular la viscosidad del líquido (ver **Ecuación 41**).

iv. Calcular V_{SL} y V_{SG} :

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A_p} \quad (65)$$

$$V_{SG} = \frac{q_g}{A_p} \quad (66)$$

v. Calcular H_Ψ para P_1 y P_2 :

$$H_\Psi = \frac{N_{LV}^{0.575}}{N_{gv} * N_d^{0.0277}} * \left(\frac{P}{14.65}\right)^{0.05} * \left(\frac{N_L}{0.00226}\right)^{0.1} \quad (67)$$

Donde:

$$N_{Lv} = 1.938 * V_{SL} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma}\right)^{0.25} \quad (68)$$

$$N_{gv} = 1.938 * V_{SG} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma}\right)^{0.25} \quad (69)$$

$$N_d = \frac{(120.872 * d)}{12} * \left(\frac{\rho_L}{\sigma}\right)^{0.5} \quad (70)$$

$$N_L = 0.15726 * \mu_L * \left(\frac{1}{\rho_L * \sigma^3}\right)^{0.25} \quad (71)$$

vi. Calcular H_Ψ , V_L y V_g

- Si $0.001 < H_\Psi < 1.40$ entonces

$$H_L = -1.708 * H_\Psi^4 + 4.9826 * H_\Psi^3 - 5.4823 * H_\Psi^2 + 2.7618 * H_\Psi + 0.0106 \quad (72)$$

- Si $1.40 \leq H_\Psi < 10$ entonces

$$H_L = -0.0034 * H_{\Psi}^2 + 0.0541 * H_{\Psi} + 0.7523 \quad (73)$$

$$V_L = \frac{V_{sL}}{H_L} \quad (74)$$

$$V_g = \frac{V_{sg}}{H_L} \quad (75)$$

vii. Calcular y:

$$y = (GR)^{0.5} * \left(\frac{d_B}{d}\right)^{1.25} * \frac{G_T * d}{\mu_g * 12 * (6.72 * 10^{-4})} \quad (76)$$

Donde:

$$GR = \frac{W_g}{W_m} \quad (77)$$

$$LR = \frac{W_L}{W_m} \quad (78)$$

$$G_T = \frac{W_m}{A_p/144} \quad (79)$$

$$W_L = \rho_L * q_L \quad (80)$$

$$W_g = \rho_g * q_g \quad (81)$$

$$W_m = W_L + W_g \quad (82)$$

Luego:

- Si $1000 \leq y < 100000$ entonces

$$I = 7 * 10^6 * y^{-1.664} \quad (83)$$

- Si $100000 \leq y < 600000$ entonces

$$I = 5 * 10^{-24} * y^4 - 8 * 10^{-18} * y^3 + 4 * 10^{-12} * y^2 - 1 * 10^{-6} * y + 0.0971 \quad (84)$$

- Si $600000 \leq y < 1728000$ entonces

$$I = 7.0525 * y^{0.487} \quad (85)$$

Y finalmente:

$$f_{sp} = \frac{I}{LR^{0.1}} \quad (86)$$

$$LR = \frac{W_L}{W_m} \quad (87)$$

- viii. Calcular la tasa de flujo q a una nueva iteración utilizando las ecuaciones del paso ii.
 ix. Repetir hasta alcanzar la convergencia (ver **Ecuación 61**).

3.3.1.3. Dukler (1969).

- i. Calcular ρ_L y ρ_g (ver **Ecuaciones 45 & 62**, respectivamente)
 ii. Calcular la viscosidad del líquido (ver **Ecuación 41**).
 iii. Calcular v_m :

$$V_m = \frac{q_g + q_l}{A_p} \quad (88)$$

- iv. Calcular la viscosidad de la mezcla sin deslizamiento:

$$\mu_m = \lambda * \mu_l + (1 - \lambda) * \mu_g \quad (89)$$

- v. Calcular ρ_m :

$$\rho_m = \rho_l \left(\frac{\lambda^2}{H_L} \right) + \rho_g \left(\frac{(1 - \lambda)^2}{1 - H_L} \right) \quad (90)$$

- vi. Calcular N_{Re} :

$$N_{Re} = \frac{D * V_m * \rho_m}{12 * (6,72 * 10^{-4}) \mu_m} \quad (91)$$

- vii. Calcular el hold-up de líquido:

- Para $0,1 \leq \lambda \leq 1,0$

$$H_L(0) = b_0 + b_1 x + b_2 x^2 + b_3 x^3 + b_4 x^4 \quad (92)$$

Donde,

$$x = 10 \lambda - 2.107 \quad (93)$$

$$b_0 = 0.469609 - 0.138040 Z - 0.027481 Z^2 + 0.003537 Z^3 - 0.024212 Z^4 + 0.01097 Z^5 + 0.027187 Z^6 - 0.019885 Z^7 - 0.004693 Z^8 + 0.004295 Z^9 \quad (94)$$

$$b_1 = 0.106343 + 0.001065 Z - 0.00349 Z^2 - 0.002214 Z^3 + 0.002365 Z^4 + 0.000567 Z^5 - 0.000726 Z^6 + 0.000127 Z^7 \quad (95)$$

$$b_2 = -0.015214 + 0.004208 Z + 0.006524 Z^2 + 0.000246 Z^3 - 0.00127 Z^4 - 0.00028 Z^5 + 0.000105 Z^6 \quad (96)$$

$$b_3 = 0.001994 + 0.000064 Z - 0.000572 Z^2 - 0.00002 Z^3 \quad (97)$$

$$b_4 = -0.000144 + 0.000016 Z + 0.000083 Z^2 - 0.000133 Z^3 + 0.000043 Z^4 - 0.000042 Z^5 - 0.000028 Z^6 + 0.000106 Z^7 + 0.000003 Z^8 - 0.000022 Z^9 \quad (98)$$

Donde,

$$Z = \log(NRe) - 4.0176 \quad (99)$$

- Para $0,01 \leq \lambda \leq 0,1$

$$yL(o) = b_0 + b_1\lambda \quad (100)$$

- Para $0.006 \leq \lambda \leq 0.01$

$$b_0 = 0.7464444 - 0.402593 x + 0.459559 x^2 - 0.112758 x^3 - 0.008571 x^4 \quad (101)$$

$$b_1 = 0.037791 + 0.091513 x + 0.205683 x^2 + 0.390756 x^3 + 0.47075 x^4 - 0.230195 x^5 + 0.023875 x^6 \quad (102)$$

- Para $0.003 \leq \lambda \leq 0.006$

$$b_0 = 0.800301 + 0.386447 x - 0.524572 x^2 + 0.140726 x^3 - 0.011543 x^4 \quad (103)$$

$$b_1 = 0.110852 + 0.254436 x + 0.54049 x^2 + 0.966715 x^3 + 1.080144 x^4 - 0.594425 x^5 + 0.067371 x^6 \quad (104)$$

- Para $0.0017 \leq \lambda \leq 0.003$

$$b_0 = 0.844298 + 0.363485 x - 0.575184 x^2 + 0.165097 x^3 - 0.014327 x^4 \quad (105)$$

$$b_1 = 5.37305 + 11.209496 x + 13.672301 x^2 - 6.758896 x^3 + 0.71421 x^4 \quad (106)$$

- Para $0.001 \leq \lambda \leq 0.0017$

$$b_0 = 0.6911545 + 0.260211 x - 0.494243 x^2 + 0.155236 x^3 - 0.014659 x^4 \quad (107)$$

$$b_1 = 107.430534 + 62.558994 x - 36.118309 x^2 + 1.293692 x^3 - 0.581947 x^4 \quad (108)$$

La variable independiente de los coeficientes b_0 y b_1 para el intervalo $0.001 \leq \lambda \leq 0.01$ es equivalente al logaritmo del N_{Re} y esto es:

$$x = \log(N_{Re}) \quad (109)$$

- viii. Reemplazar el valor de hold-up en el punto 9 e iterar hasta alcanzar convergencia. Es decir:

$$\left| H_L^{(n+1)} - H_L^{(n)} \right| < \epsilon \quad (110)$$

- ix. Asumir un factor total de fricción $f_{sp}=0,006$ y calcular el flujo total:

$$q = \begin{cases} \sqrt{S} & \text{si } S \geq 0 \\ \sqrt{-S} & \text{si } S < 0 \end{cases} \quad (111)$$

Donde,

$$S = \frac{12 * D * (P_1 - P_2) * 32,174}{2 * L * \rho_m * \left(\frac{C_4 + C_1}{A_p} \right) * f_{sp}} \quad (112)$$

- x. Obtener f_n y f_{tp}/f_n :

$$f_n = 0.0056 + 0.5 N_{Re}^{-0.32} \quad (113)$$

$$\frac{f_{sp}}{f_n} = 1.076587 - 2.182034x - 0.937941x^2 - 0.101785x^3 \quad (114)$$

Donde,

$$x = \log(\lambda) \quad (115)$$

- xi. Calcular f_{tp} :

$$f_{sp} = \left(\frac{f_{sp}}{f_n} \right) f_n \quad (116)$$

- xii. Calcular la tasa de flujo a una nueva iteración utilizando las ecuaciones del paso xiii.
- xiii. Repetir hasta alcanzar la convergencia (ver **Ecuación 61**).

3.3.2. Modelo de red de tuberías. La construcción del modelo de red de tuberías depende en gran medida del establecimiento de una relación entre las presiones y los caudales que entran y salen de los nodos, entendiéndose estos como las conexiones entre los diferentes elementos que conforman el sistema. Dicha relación corresponde, en el caso de las bombas y compresores a las curvas de desempeño provistas por el fabricante, y en el caso de las tuberías a las ecuaciones de pérdida de energía, definidas en la sección anterior (Mucharam & Adewumi, 1990).

Con el fin de definir correctamente las ecuaciones de este, y de todos los sistemas en general además de garantizar la solución del mismo, ciertos parámetros deben ser tomados en cuenta:

- i. Debe existir máximo una incógnita en cada nodo (i.e. ya sea la presión o el caudal).
- ii. Por lo menos una presión debe ser especificada en el sistema.
- iii. Flujos que salen de un nodo son asignados con signo negativo, mientras que aquellos que llegan a un nodo son asignados positivos.
- iv. El ángulo de cada tubería se considera positivo cuando el nodo con el número mayor se encuentra a una altura superior que el nodo con el número menor.

Una vez definidas las condiciones anteriores se realiza un balance de masa en cada uno de los nodos, utilizando la ecuación de continuidad, basada en la primera Ley de Kirchhoff (ver **Ecuación 117**):

$$\sum_{j=1}^{l_i} q_{ij} + Q_i = 0 \text{ para } i = 1, 2, \dots, N \quad (117)$$

Siendo l_i el número de tuberías conectado al nodo i -ésimo, N el número total de nodos en el sistema, q_{ij} el flujo total en la tubería j -ésima conectada al nodo i -ésimo y Q_i el caudal de entrada o salida al nodo.

Ahora bien, para poder calcular el flujo a través de una determinada tubería utilizando el modelo bifásico, se deben asumir las presiones en todos y cada uno de los nodos del sistema, a excepción de los nodos en donde la presión es conocida, ya que permanecerá constante durante el proceso. No obstante, si las suposiciones no son correctas, es muy probable que la **Ecuación 117** no se cumpla, para lo cual, Tian & Adewumi (1994) brindan una solución a este problema aumentando o disminuyendo presión en el nodo dependiendo de si el balance másico es positivo o negativo respectivamente (ver **Ecuación 118**).

$$P_i^{k+1} = P_i^k + \beta_i \left[\sum_{j=1}^{l_i} q_{ij} + Q_i \right] \quad (118)$$

La **Ecuación 118** constituye la base de cálculo de la metodología enunciada en este trabajo. Como se ha venido mencionando, el procedimiento para el análisis de redes de tuberías es un algoritmo de solución simultánea, que no involucra el uso de matrices y en el cual se iteran las presiones, hasta alcanzar una convergencia, interpretada mediante la **Ecuación 119**:

$$\left| \sum_{j=1}^{l_i} q_{ij} + Q_i \right| < \varepsilon \quad (119)$$

El término β_i corresponde a un factor de aceleración que permite a la iteración confluir más rápidamente y está definido en la **Ecuación 120**:

$$\beta_i = \text{Min} \left| \frac{P_i - P_j}{q_{ij}} \right| \text{ para } j = 1, 2, \dots, l_i \quad (120)$$

Cabe resaltar que en caso de presentarse una situación donde una presión en un nodo es especificada y el caudal de entrada o salida necesita ser calculado, la **Ecuación 121** puede ser utilizada:

$$\sum_{j=1}^{l_i} q_{ij} = -Q_i \quad (121)$$

3.4. Solución numérica

El modelo enmarcado se compone básicamente de cuatro partes. Estas son: i) la identificación de la red y el tratamiento de datos de entrada, ii) el modelo multifásico, iii) el modelo de red, y iv) el procedimiento iterativo simultáneo.

Para ilustrar la metodología de solución en la **Figura 6** se muestra un ejemplo sencillo de un sistema constituido por ocho tuberías y ocho nodos, basado en el trabajado Tian & Adewumi (1994), el cual se analizará. Un resumen de los resultados obtenidos se presenta en las **Tablas 10-13**.

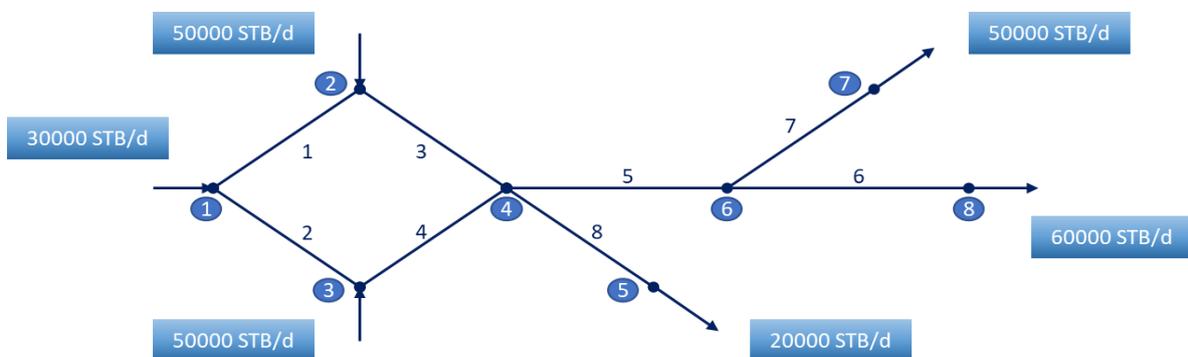


Figura 6. Requerimientos generales para modelar flujo multifásico. Modificado de Tian & Adewumi (1994).

3.4.1. Identificación de la Red de Tuberías. Para iniciar el análisis del sistema la entrada de datos debe constar de tres componentes: i) El número total de nodos y el número de tuberías conectadas a cada uno, ii) Las propiedades del fluido y de las tuberías, y finalmente, iii) Las presiones y/o flujos

conocidos. A continuación, en la **Tabla 9** se encuentra un resumen de la relación existente entre los nodos y las tuberías del sistema.

Tabla 9. *Relación entre nodos y tuberías del sistema*

Nodo	Número de tuberías	
2	2	2.1
		2.3
3	2	3.2
		3.4
4	4	4.3
		4.4
		4.5
		4.8
5	1	5.8
6	3	6.5
		6.6
		6.7
7	1	7.7
8	1	8.6

Es importante aclarar que las propiedades de los fluidos transportados (i.e. aceite, agua y gas) deben ser calculadas mediante las correlaciones adecuadas, no obstante, valores constantes fueron asumidos para la fase líquida (i.e. agua y aceite) y la fase gaseosa con el fin de agilizar el análisis, tal y como se muestra en la **Tabla 10**.

Tabla 10. *Propiedades del fluido a una presión promedio*

γ_g	0,65	T	50 °F
γ_l	0,82	WOR	2 Bb/STB
μ_g	0,02 cp	GOR	1000 SCF/STB
μ_o	1,0 cp	σ_1	30 dinas/cm
μ_w	1,0 cp	P_c	660 psia
B_o	1,11	T_c	440 R
B_g	0,0014	F.C.	0,7236
B_w	1,01		

En cuanto a las características de las líneas, fueron asumidas tuberías nuevas de acero. Adicionalmente, cabe destacar que los ángulos fueron referenciados como positivos cuando se movían de un lugar más bajo a un lugar más alto, siempre de un nodo inferior a un nodo superior, esto se puede ver ilustrado en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Características de las tuberías del sistema

Número de Tubería	Parámetros de Tubería		
	L_i (ft)	D_i (in)	Θ_i
1	2000	6	1,5
2	2000	6	1,5
3	1500	9	-0,5
4	1500	9	-0,5
5	3000	12	0
6	1000	9	2
7	800	6	3,5
8	1200	4	-5

Usando los datos anteriores, se puede llevar a cabo la identificación de la red, y seguidamente, las ecuaciones características pueden ser generadas.

3.4.2. Procedimiento Iterativo. Una vez terminada la fase de identificación se procede a calcular las presiones y caudales correspondientes a cada tubería de manera simultánea, usando los modelos de flujo tratados previamente, para posteriormente determinar las presiones y caudales en cada nodo mediante el modelo de red. La implementación del procedimiento iterativo es explicada detalladamente en el diagrama de flujo mostrado en la **Figura 7**.

En la **Tabla 12** se muestra un resumen de los resultados conseguidos en la simulación. Se pueden apreciar en esta las presiones y caudales presentes en cada nodo.

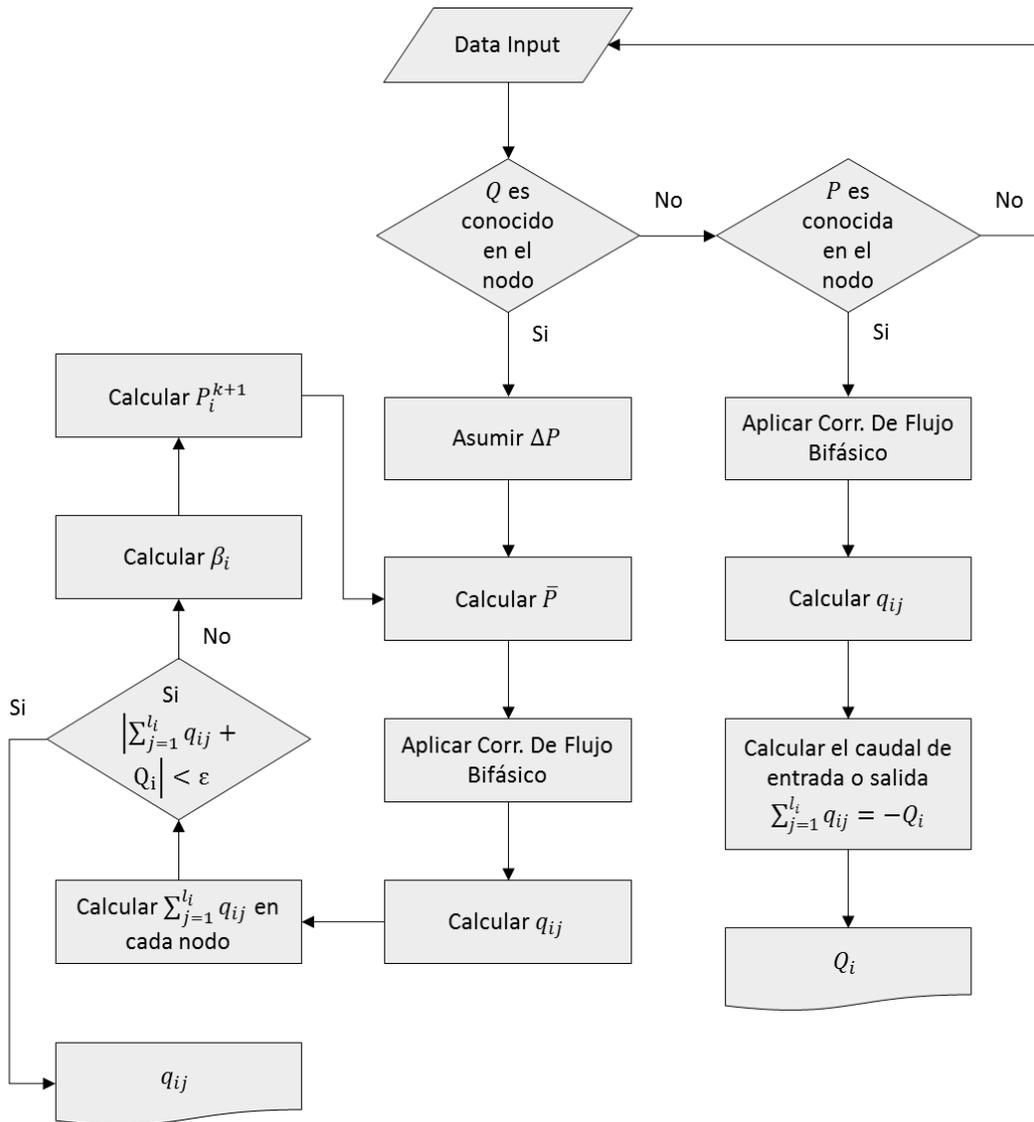


Figura 7. Diagrama de Flujo del modelo propuesto

3.4.3. Discusión de resultados. En este estudio, el modelo fue probado usando varios datos hipotéticos de una red de tuberías. Con el fin de verificar la validez de los resultados obtenidos, estos fueron cotejados con los alcanzados por Tian & Adewumi. La evaluación de los resultados es bastante simple ya que las variables hidrodinámicas deben tener valores simétricos en la red propuesta.

Los resultados de la predicción muestran que el modelo es capaz de predecir con gran precisión tanto la distribución de las presiones y flujos en cada nodo como el hold-up de líquido en cada tubería y el régimen de flujo, con la ventaja de tomar en cuenta una fase líquida compuesta no solo por un tipo de fluido (i.e. aceite) sino por dos tipos de fluidos inmiscibles (agua y aceite).

Tabla 12. Resultados obtenidos con el modelo propuesto.

Nodo	Q_i [STB/d]	No. de tuberías conectadas	P_i [psi]	Tubería	q_{ij} [STB/d]	Patrón de flujo
1	30000	2	3000,00*	1	15000	DISTRIBUIDO
2	50000	2	2847,97	2	15000	DISTRIBUIDO
3	50000	2	2847,97	3	65000	DISTRIBUIDO
4	0	4	2652,33	4	65000	DISTRIBUIDO
5	-20000	1	1707,88	5	110000	DISTRIBUIDO
6	0	3	2387,54	6	60000	DISTRIBUIDO
7	-50000	1	1875,00	7	50000	DISTRIBUIDO
8	60000	1	2257,50	8	20000	DISTRIBUIDO

*Presión conocida

4. Análisis de sistemas de recolección de flujo multifásico usando técnicas de programación orientada a objetos

4.1. Sinopsis

La representación del conocimiento en sistemas informáticos es una tarea clave para la conceptualización estructural, manipulación y solución de modelos matemáticos, constituidos en procesos de resolución compleja (Slusarczyk, et al., 2017). La principal dificultad en el diseño de software está asociada con la representación de sistemas físicos y de ingeniería dentro de una computadora. Tales sistemas consisten en muchos componentes interactivos complejos, y por lo general puede ser representado por un gráfico o una red. Un modelo computacional que consiste en declaraciones secuenciales tiene una estructura lineal. Por lo tanto, las complejas relaciones de tipo red deben transformarse en un programa lineal. Los programas convencionales constan de dos partes: i) datos, y ii) procesamiento. Este último, consiste en ordenamientos o subrutinas que cambian el estado de los datos existentes dentro del programa; cuando se ejecuta este, los procedimientos se llaman según la lógica. Cada vez que se ejecuta un procedimiento, se cambian los datos asociados al mismo (Usman, et al., 2017).

La principal dificultad en el diseño de programas convencionales es la separación de los dos anteriores módulos. Un procedimiento realiza operaciones en varias estructuras de datos ubicadas en algún lugar del sistema. Cuando se llama a un procedimiento, es necesario instruir al programa donde encontrar todos los datos suministrados y estimados, que participarán en el procesamiento. Este aspecto es complicado y propenso a errores. Además, si algunos cambios son necesarios en la parte de datos del programa, las modificaciones correspondientes son requeridas en todas las secciones del código que contienen referencias a estos. Esta tarea se complica cuando el programa se hace extenso (Lewandowsk, 1994).

Para hacer más clara la asociación entre los datos y la parte de procesamiento de un programa, se han desarrollado varias técnicas de diseño tales como programación estructurada, y modular. Aunque estas técnicas hacen posible diseñar programas mejor constituidos, no eliminan completamente los problemas antes mencionados (Pressman, 2009). La programación orientada a objetos- OOP (i.e. de sus siglas en inglés *Object Oriented Programming*) es una parametrización conjunta de los mencionados (Rubio & Valles, 2005). El principio de la tecnología orientada a objetos es sencillo: “puesto que es difícil expresar relaciones de tipo de red complejas en un programa lineal, sería razonable diseñar un programa de una manera "no lineal", representando estas relaciones directamente”. Si se aplica esta metodología de desarrollo, la estructura de un programa reflejará la real.

Esta investigación presenta una aplicación funcional de la metodología orientada a objetos para modelar una red de transmisión de fluido bifásico (i.e. gas, líquido). Cada elemento de la red, como un segmento del poliducto o un nodo, se representa como un objeto con el comportamiento necesario para implementar las estructuras lógicas que modela este elemento. Esta metodología se ha implementado utilizando una colección de clases para el modelado estructurado de sistemas dinámicos. Esta colección permite simular un sistema dinámico jerárquico utilizando: i) modelos, ii) submodelos, y variables, como componentes de una interfaz intuitiva y amigable con el usuario, regida bajo los estándares de la HCI (i.e. Human Computer Interaction).

4.2. Ingeniería de software orientada a objetos

El concepto central del paradigma del modelado de orientación a objetos es un objeto. Un objeto es una abstracción virtual que agrupa los procedimientos y datos relacionados con una entidad latente dentro del sistema en desarrollo. Los elementos de datos se llaman atributos de un objeto. Los procedimientos que operan con datos específicos para un objeto se llaman métodos. De tal forma, que un sistema dinámico se representará lo más similar posible.

Cuando la metodología orientada a objetos se utiliza para implementar el diseño de un software para modelar un sistema físico, los objetos de software deben corresponder a unidades reales (Ver **Figura 8**). Por lo tanto, como señala Coad y Yourdon (1991), el paso esencial en el modelado orientado a objetos es la identificación de estos. En el contexto de redes bifásicas, es natural representar la red como una esquematización de nodos y arcos como componentes elementales. Los arcos de la gráfica representan los segmentos de la tubería. Un segmento de tubería es una abstracción virtual que se caracteriza por sus parámetros físicos, tales como longitud, diámetro, grosor de la pared o coeficiente de rugosidad. Otros parámetros, como la presión y el flujo del fluido, caracterizan el proceso de transmisión. Cada segmento de la tubería tiene una etiqueta que proporciona su identificación única dentro del sistema. Asimismo, se debe considerar que por cada objeto existirán dos enfoques del mismo: i) Abstracto: Atributos y comportamientos específicos para todos los objetos en la misma dominancia (i.e. clase), ii) Concreto: Valores específicos para los atributos de cada objeto, que representan diferenciación en el sistema (Lewandowsk, 1994).

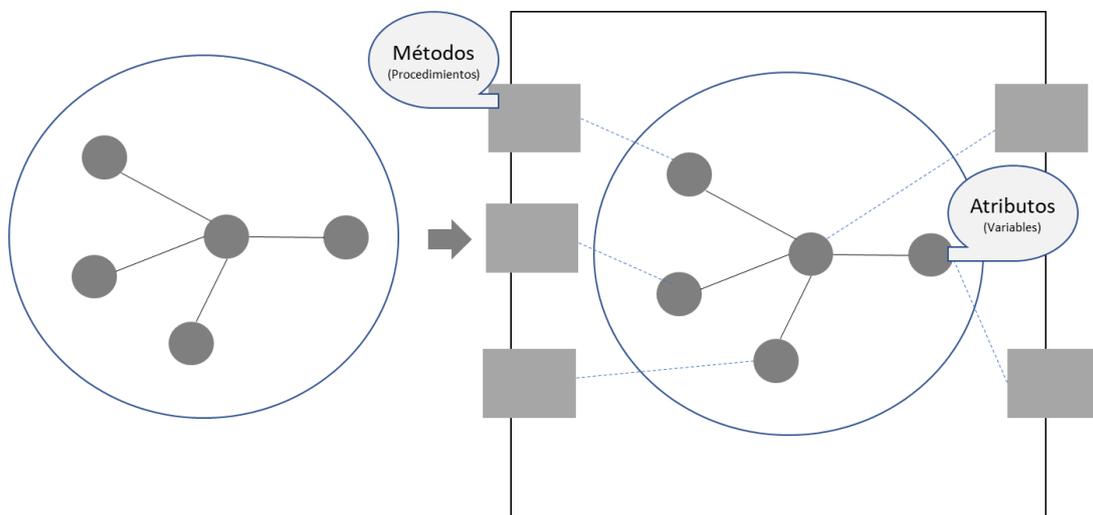


Figura 8. Diseño de un sistema orientado a objetos. Izquierda: Sistema real, derecha: Interpretación-Programa.

Aunque es natural asociar objetos con componentes físicos del sistema, se deben tener en cuenta otras deducciones del diseño, las cuales ameritan una asociación virtual con componentes no físicos. Algunas deducciones que se deben considerar son (Poornima & Suma, 2017):

- **Herencia:** Otro de las ventajas que posee el desarrollo de software bajo el paradigma POO, es la posibilidad de evitar duplicar código en varias clases del sistema por medio del concepto de Herencia de clases, que establece una relación entre dos o más clases cuando una de ellas contiene de manera parcial y no completa, atributos y comportamientos implementados. El proceso de heredar código de una clase se debe realizar con sumo análisis en las etapas de requerimientos y diseño. Debido a esto, evitar implementar la herencia en casos oportunos en el diseño de un software puede generar grandes fallos de ineficiencia y calidad en el código programado. Muchas veces la herencia de clases puede presentarse progresivamente difusa mientras se diseñan sistemas muy complejos. Una red de tubería de flujo bifásico permite abstraer la herencia de los componentes físicos del sistema y transformarlos en entidades.

- **Entidad:** Es la representación virtual a través de una clase que ha sido identificada en la etapa de diseño del sistema. Las entidades se forman como las primeras clases candidatas a implementar la herencia. Una relación de herencia entre entidades se da cuando se comparte más de un atributo entre ellas. Aquella entidad que tenga la mayor cantidad de atributos sin compartir se le denominará Madre, convirtiendo al resto en Hijas. Los atributos y comportamientos compartidos se pueden acceder desde la clase hija directamente sin duplicar el código. También es posible que muchas clases hijas, tengan una misma clase madre. En este caso todas las entidades hijas de igual manera se auto-asignan los atributos y comportamientos de la clase madre, de manera que puedan acceder a ellos y cambiarlos autónomamente para cada clase hija.

- **Polimorfismo:** Los comportamientos de clase son fragmentos de código que permiten realizar una operación específica dentro del software. Los ingenieros del software determinan la construcción de un comportamiento por medio de 4 elementos distinguibles en cada lenguaje de programación, estos son: i) tipo de acceso, ii) tipo de retorno, iii) nombre de acceso y iv) parámetros; estos elementos conforman la firma del método. El polimorfismo en POO consiste en implementar el mismo comportamiento de múltiples maneras. Como se puede inferir de la

herencia, los comportamientos compartidos entre una(s) clase(s) hija(s) y una madre solamente están escritos e implementados en la clase madre. Sin embargo, es posible usar el polimorfismo y de esta manera crear una implementación diferente en cada clase hija, logrando así utilizar un único nombre de acceso con múltiples ejecuciones. Esta práctica permite optimizar los tiempos de acceso a la memoria, al reutilizar nombres de comportamientos. A continuación, se muestra una sentencia del código implementado en esta investigación, que permite ilustrar esta característica, donde se observa la existencia de una propiedad del aceite llamada viscosidad.

```
public class PropiedadesOil{  
private float viscosidad;  
public float getViscosidad(){  
...  
}  
}
```

Sin embargo, no existe una única clase que implemente el método heredado **getViscosidad ()**.

Por el contrario, existen 3 clases que modelan cada una de las diferentes viscosidades asociadas al aceite: i) **ViscosidadAceiteMuerto**, ii) **ViscosidadAceiteGasSolución**, y iii) **ViscosidadCruDOSSubsaturados**. En las cuales, cada una de ellas implementa de manera diferente el método **getViscosidad()**.

4.3. Modelado orientado a objetos para una red de tubería

Para simular una red bifásica, debe definirse la clase **PipelineSegment**. Esta clase define todos los atributos necesarios para caracterizar completamente un segmento de canalización. Estos atributos son comunes para todos los objetos de canal definidos dentro del sistema.

El comportamiento del objeto de canalización es más complejo que el simple acceso a los atributos. El objeto de tubería debe saber cómo actualizar la distribución de presión de la mezcla de fluidos para una distancia $x + \Delta x$, si se conoce la distribución de presión para una distancia x dado que las ecuaciones que describen un segmento de tubería pueden tener varias condiciones de frontera, el algoritmo que realiza esta transición debe ser diferente para cada caso. Por lo tanto, el

comportamiento del objeto de canalización debe estar especializado para cada posible combinación de condiciones de contorno en ambos extremos del segmento de la tubería.

Varios segmentos de tuberías se pueden conectar juntos en un nodo de la red. Por lo tanto, la clase **Node** debe estar definida. Esta clase implementa los métodos necesarios para calcular las condiciones de contorno para todos los segmentos de tuberías conectados a este.

El modelo de una red bifásica puede ser formulada como un grafo dirigido. Cada arco representa un segmento de tubería y tiene asociada una ecuación que describe el flujo de fluidos a través de este segmento. Los nodos del grafo se pueden clasificar como:

- Nodos “*Source*”: Aporte de tasa de fluidos al sistema,
- Nodos “*Sink*”: Recepción de tasa de fluidos del sistema,
- Nodos pasivos o “*Junction*”: Conexión de varios segmentos de tuberías.

Para formular el modelo numérico respecto a la convergencia del sistema entorno a un balance de masa y momento, se adopta el algoritmo propuesto en el capítulo anterior. En adición, se considerará el efecto de la temperatura sobre el sistema, convirtiéndose en el parámetro de convergencia global, es decir, el diagrama de flujo evidenciado en la **Figura 5**, finalizará hasta que la $|T_{i+1} - T_i| < Tolerancia$. Asimismo, para dar solución a la interpretación por parte del software del recorrido de los fluidos en el sistema, se introduce el concepto de jerarquización.

La inclusión de un balance energético incrementa la complejidad del algoritmo, al operar otra variable que limita la solución de este, la cual, contempla la transferencia de calor debido a las diferencias de temperatura, entre el fluido y el entorno circundante. En esta investigación, el modelado de este fenómeno se fundamenta en la primera ley de la termodinámica, que permite restringir la dirección de la transferencia de calor: “El calor siempre se desplazará de una región de mayor temperatura a una menor, y no viceversa”. Por lo tanto, con el objeto de considerar la transferencia de energía impulsada por la diferencia de temperatura, se evidencian los siguientes

modelos matemáticos para un proceso cuasiestático (i.e. equilibrio entre fases definido), diferenciando dos enfoques de solución: i) Una línea de flujo (Ver **Ecuaciones 122-129**), ii) Conjunción de varias líneas de flujo en un nodo “junction” (Ver **Ecuaciones 130-139**).

4.3.1. Transferencia de calor para una línea de flujo

- i. Calcular las pérdidas de calor

$$\dot{Q} = 2\pi r_{to} U_{to} (T_f - T_a) \quad (122)$$

Siendo \dot{Q} el flujo de calor por unidad de longitud, BTU/h-ft; U_{to} , coeficiente de transferencia de calor, BTU/hr-ft²-°F; r_{to} , radio de la pared externa de la tubería de producción, ft; T_f y T_a , temperatura del fluido y de alrededores- respectivamente, °F.

- ii. Determinar el gradiente de entalpía total, $\left(\frac{dH}{dL}\right)_t$, BTU/lb ft, despreciando efectos por aceleración, y elevación.

$$\left(\frac{dH}{dL}\right)_t = \frac{\dot{Q}}{W_m} \quad (123)$$

Y,

$$W_m = W_g + W_L \quad (124)$$

$$W_g = \frac{0.0764 \gamma_g q_g}{86400} 3600 \quad (125)$$

$$W_L = \frac{5.6146 q_l \rho_l}{86400} 3600 \quad (126)$$

Donde, W_m , flujo másico de la mezcla, lbm/h; W_g y W_L , flujo másico del gas y del líquido- respectivamente, lbm/h.

- iii. Estimar el gradiente de temperatura, $\frac{dT}{dL}$, °F/Ft.

$$\frac{dT}{dL} = \frac{\left(\frac{dH}{dL}\right)_t}{C_{pm}} \quad (127)$$

Y,

$$C_{pl} = C_o * \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + C_{pw} * \left(1 - \frac{1}{1 + WOR} \right) \quad (128)$$

$$C_{pm} = H_L C_{PL} + (1 - H_L) C_{PG} \quad (129)$$

Donde, C_{pm} , calor específico del fluido, BTU/lb °F, C_{pl} , C_o , C_{pw} , C_{PG} , calor específico del líquido, aceite, agua, gas- respectivamente, BTU/lb °F.

4.3.2. Transferencia de calor para varias líneas de flujo

Se contemplan dos posibles escenarios: i) Dos tuberías, ii) n- tuberías. A continuación, se evidencia la metodología según corresponda, a partir de la primera ley de la termodinámica. Se aclara, que siempre se debe identificar cuál de las corrientes tiene mayor y menor temperatura, \dot{Q}_{cedido} , y $\dot{Q}_{absorbido}$ -respectivamente. En adición, se debe implementar el algoritmo provisto para una línea de flujo a cada uno de los segmentos circundantes al nodo “junction”, a fin de determinar la temperatura individual de llegada por tubería.

4.3.2.1. Conjunción de dos líneas de flujo

$$-\dot{Q}_{cedido} = \dot{Q}_{absorbido} \quad (130)$$

$$-m_1 C_{pm1} (T_f - T_1) = m_2 C_{pm2} (T_f - T_2) \quad (131)$$

$$(T_f - T_1) = \frac{m_2 C_{pm2}}{-m_1 C_{pm1}} (T_f - T_2) \quad (132)$$

$$a = \frac{m_2 C_{pm2}}{-m_1 C_{pm1}} \quad (133)$$

$$(T_f - T_1) = a(T_f - T_2) \quad (134)$$

$$T_f = \frac{(T_1 - aT_2)}{1 - a} \quad (135)$$

Donde los subíndices: 1 y 2, representan las corrientes provenientes de las tuberías; f , la temperatura final del fluido.

4.3.2.2. Conjunción de n-líneas de flujo

$$\dot{Q}_1 + \dot{Q}_2 + \dots \dot{Q}_n = \dot{Q}_{de\ mayor\ temperatura} \quad (136)$$

$$m_1 C_{pm1}(T_f - T_1) + m_2 C_{pm2}(T_f - T_2) + \dots + m_n C_{pmn}(T_f - T_n) = m_* C_{pm*}(T_* - T_f) \quad (137)$$

Donde *= Fluido de mayor temperatura

$$\sum_{i=1}^n m_i C_{pmi} T_f - \sum_{j=1}^n m_j C_{pmj} T_j = m_* C_{pm*} (T_* - T_f) \quad (138)$$

$$T_f = \frac{(\sum_{j=1}^n m_j C_{pmj} T_j)}{(\sum_{i=1}^n m_i C_{pmi})} \quad (139)$$

4.4. Arquitectura del software

La arquitectura de software es uno de los muchos artificios importantes en el desarrollo de software. Se define como "la organización fundamental de un sistema acoplado en sus componentes, relaciones entre sí y con el entorno y los principios que guían el diseño y la evolución" (ISO/IEC, 2010), o como un modelo de elementos, forma y razón de ser (Perry & Wolf, 1992) donde: i) los elementos son procesamiento, datos o elementos de conexión, ii) la forma se define en términos de las propiedades de los elementos, así como sus relaciones, y iii) la lógica son las limitaciones del sistema que proporciona la base subyacente de la arquitectura.

Básicamente, la arquitectura de software es un modelo abstracto de un sistema que tiene como objetivo satisfacer los requerimientos de forma sistemática y acorde con la realidad. Pressman (2009), identifica 4 tipos de arquitecturas: i) De flujo de datos, ii) Del tipo llamar y regresar, iii) Orientada a objetos, y iv) En capas. Estos estilos arquitectónicos tan sólo son un pequeño subconjunto de los que están disponibles en la literatura. Una vez que la ingeniería de requerimientos revela las características y restricciones del sistema que se va a elaborar, se elige el estilo arquitectónico o la combinación de patrones que se ajusten mejor a esas características y restricciones. En muchos casos, más de un patrón es apropiado, como sucede en esta investigación, implementando una sinergia entre una arquitectura orientada a objetos, debido a que los componentes del sistema incluyen datos y las operaciones que deben aplicarse para manipularlos; y de capa, puesto que se definen un número de capas diferentes y cada una ejecuta operaciones que se aproximan progresivamente al conjunto de

instrucciones de máquina. En la capa externa, los componentes atienden las operaciones de la interfaz de usuario. En la interna, los componentes realizan la interfaz con el sistema operativo. Las capas intermedias proveen servicios de utilerías y funciones de software de aplicación. En la **Figura 9** evidencia la arquitectura general del modelo computacional desarrollado.

4.4.1. Modelos de diseño

La **Figura 10** muestra un detalle de la arquitectura generalizada de la anterior ilustración. A continuación, se realiza una aproximación de los paquetes observados.

4.4.1.1. User Interface: Existen 3 clases que juntas presentan una relación de herencia entre ellas. La clase madre de esta relación es la **GUI Elements**, la cual contiene cada uno de los elementos de la interfaz gráfica para la interacción con el usuario.

La gran mayoría de estos componentes hacen parte del paquete **Swing** (i.e. módulos gráficos), los cuales pertenecen a las librerías propias de Java. Las clases hijas de esta relación son las clases **GUI Logic** y **GUI Data** (Ver **Figura 10.a.**). Estas clases permiten gestionar todas las operaciones que se deben ejecutar de acuerdo con las acciones del usuario y toda la información que se va recolectando en el transcurso de las simulaciones conforme el usuario vaya ejecutando.

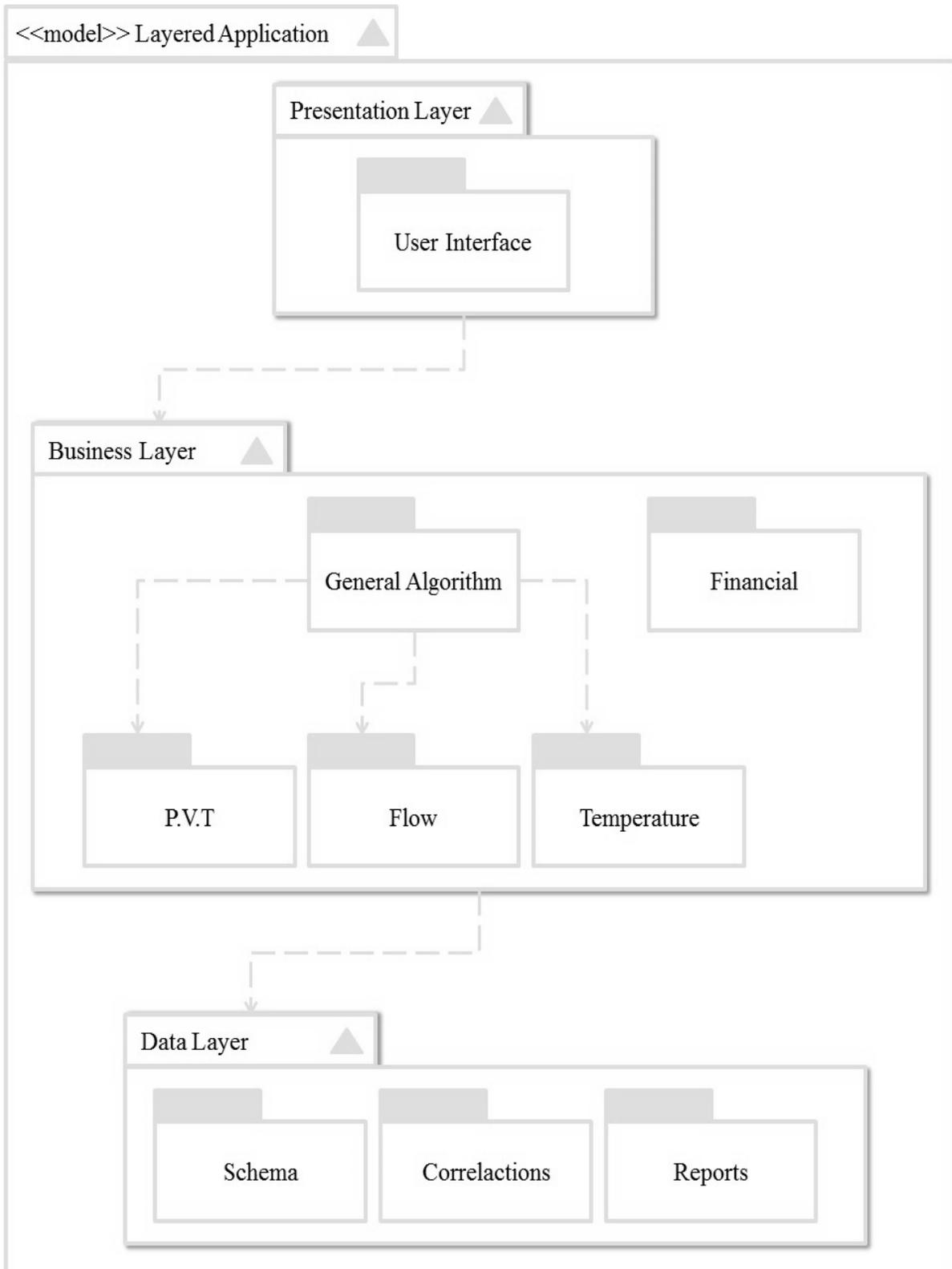


Figura 9. Arquitectura general del modelo computacional propuesto.

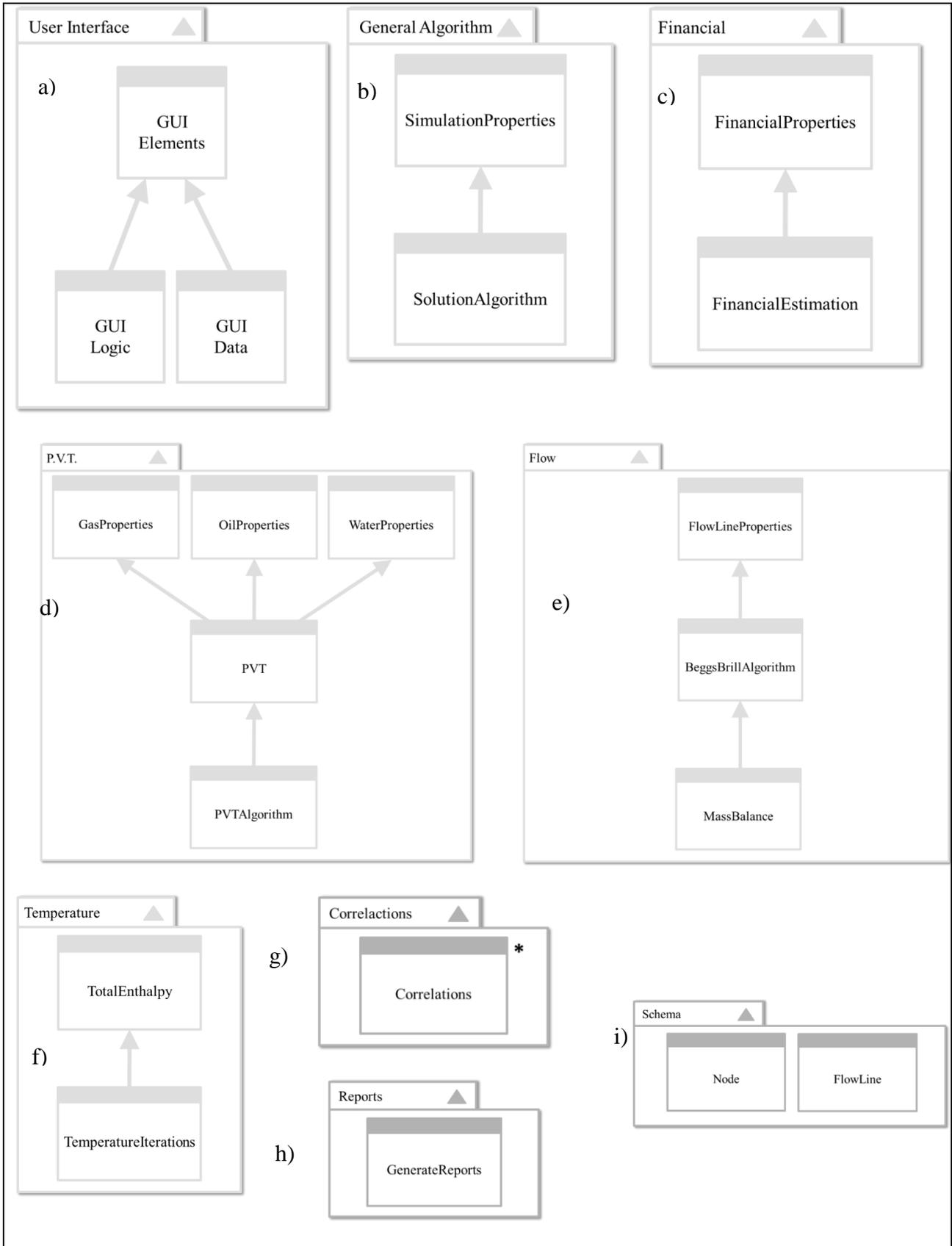


Figura 10. Arquitectura detallada del modelo computacional propuesto. a) *User Interface*, b) *General Algorithm*, c) *Financial*, d) *PVT*, e) *Flow*, f) *Temperature*, g) *Correlations*, h) *Reports*, i) *Schema*.

4.4.1.2. General Algorithm: Contiene una herencia sencilla entre dos clases: i) **SimulationProperties**, la cual permite modelar como atributos las propiedades que se han establecido para el desarrollo de la simulación (e.g. Tolerancia global, set de correlaciones PVT, propiedades *Black Oil*); ii) **SolutionAlgorithm** (Ver **Figura 10.a**). De tal forma, que de la clase **SimulationProperties**, se toman los atributos de la simulación para introducirlas dentro del algoritmo de solución, e iniciar el ciclo del diagrama de flujo.

4.4.1.3. Financial: Posee una herencia sencilla que relaciona las propiedades del instrumento financiero, modeladas con atributos de la clase **FinancialProperties**(Ver **Figura 10.c**). En adición, la clase **FinancialEstimation** permite generar los cálculos correspondientes y la lógica pertinente que genera la estimación financiera.

4.4.1.4. PVT: En este paquete se encuentra la mayor parte del procesamiento matemático que se ejecuta en la simulación. Cada una de las clases superiores dentro del modelo representa las propiedades físicas de los fluidos (i.e. aceite, agua, gas). Estas clases superiores-hijas, están relacionadas con la clase principal **PVT**. Esta última, modelará la representación compacta de todas las propiedades PVT, y a su vez, se asocia con la clase **PVTAlgorithm**, la cual contiene las instrucciones de los procedimientos lógicos (Ver **Figura 10.d**).

4.4.1.5. Flow: La clase **FlowLineProperties** modela los atributos asociados a las tuberías para suministrar al algoritmo de **Beggs & Brill**. Posteriormente, una vez este culmine, es posible calcular los balances de masa por tubería, los cuales darán inicio a las iteraciones dentro del algoritmo solución (Ver **Figura 10.e**).

4.4.1.6. Temperature: Contiene la relación entre el gradiente de entalpia total con la sucesión de temperaturas iterativas (Ver **Figura 10.f**). En la clase **TotalEnthalpy** se modela el comportamiento que debe reflejar una tubería para ajustar su temperatura, y permitir que el esquema ingresado en el software converja.

La clase **TemperatureIterations**, modela la sucesión de temperaturas dentro de todo el proceso del algoritmo solución, para subsecuentemente, evaluar el criterio de parada del algoritmo solución y así culminar la simulación.

4.4.1.7. Correlations: Incorpora cada una de las clases que modelan los comportamientos para calcular cada una de las propiedades PTV's (Ver **Figura 10.g**). Cabe aclarar que dentro del modelo representado se ha evitado denominar cada una de las correlaciones utilizada dentro del sistema. Las mismas han sido detalladas en la **Tabla 7**. Adicionalmente, se resalta el uso de los modelos matemáticos para la predicción de R_s y B_o de crudos colombianos propuestos por Valle et al. (2017.a.).

4.4.1.8. Reports: Clase única para generar los reportes en formato .xlsx (i.e. Perfil de presión, temperatura, propiedades PVT's, velocidades, *hold up* de líquido, patrones de flujo) (Ver **Figura 10.h**).

4.4.1.9. Schema: Se alojan las clases entidad del sistema, en las cuales se encuentran los atributos abstraídos de los componentes físicos, **Node** y **Flowline** (Ver **Figura 10.i**).

4.5. INPRO, Integrated Production System

En las **Figuras 11-12** se aprecian algunas capturas de la GUI pertenecientes a la herramienta computacional desarrollada. En forma general, se propone la existencia de: i) Una paleta superior (1) de iconos de elementos a modelar (i.e. Source, Sink, Junction), ii) Un enmallado (2), en el cual se bosquejará/construirá la red de producción, y cada uno de estos, podrá actualizar la paleta superior, donde el usuario registrará información; iii) una barra de herramientas en la parte inferior (3) que permita introducir características globales, requisito para la simulación.

Cada objeto de la paleta superior (1) al ser seleccionado evoca una animación que ayudará al usuario a identificarlo. Para esbozar una tubería, se implementó una metodología de construcción inteligente, en la cual, los nodos extremos contienen el evento de inicio y fin de tubería, ofreciendo

la propiedad de redimensionar gráficamente su longitud, dependiendo de la ubicación de estos. Para acceder a los atributos de esta, es necesario dar doble clic sobre la misma.

Tabla 13. Correlaciones PVT's implementadas en el modelo computacional.

Fluido	Propiedades Físicas	Variable	Correlación Empírica
Aceite	Relación gas disuelto-aceite	R_s	Método de Standing (Standing, 1947; Standing, 1977), (Lasater, 1958), (Vázquez & Beggs, 1980), (Glaso, 1980), (Total, 1983), (Al-Marhoun, 1988), (Dokla & Osman, 1992), (Petrosky & Farshad, 1993), (Kartoatmodjo & Schmidt, 1994), (Valle, et al., 2017a)
	Comprensibilidad del aceite	C_o	$P_b \geq P$: (Vázquez & Beggs, 1980), (Petrosky & Farshad, 1993) $P_b < P$: (McCain, et al., 1988)
	Factor volumétrico del aceite	B_o	Método de Standing (Standing, 1947; Standing, 1977), (Vázquez & Beggs, 1980), (Glaso, 1980), (Total, 1983), (Al-Marhoun, 1988), (Dokla & Osman, 1992), (Petrosky & Farshad, 1993), (Kartoatmodjo & Schmidt, 1994), (Valle, et al., 2017a)
	Viscosidad del aceite muerto	μ_{od}	(ASTM, 1947), (Beal, 1946), (Beggs & Robinson, 1975), (Glaso, 1980), (Egbogah, 1983), (Kartoatmodjo & Schmidt, 1994)
	Viscosidad del aceite saturado	μ_{ob}	(Chew & Connally, 1959), (Beggs & Robinson, 1975), (Kartoatmodjo & Schmidt, 1994)
	Viscosidad del aceite subsaturado	μ_o	(Beal, 1946), (Vázquez & Beggs, 1980), (Kartoatmodjo & Schmidt, 1994)
	Densidad del aceite	ρ_o	(Brill & Beggs, 1988)
	Tensión interfacial gas-aceite	σ_{go}	(Baker & Swerdloff, 1956)
	Presión y Temperatura pseudoreducida	$P_{sr} & T_{sr}$	(Brown, et al., 1948), (Sutton, 1985)
Gas	Factor de Comprensibilidad	F.C.	(Sarem, 1961), Método de Papay (Papay, 1968; Takacs, 1976), Método de Hall & Yarborough (Hall & Yarborough, 1973; Yarborough & Hall, 1974), (Brill & Beggs, 1974), (Gopal, 1977)
	Factor volumétrico del gas	B_g	Gases reales
	Comprensibilidad del gas	c_g	(Sarem, 1961), Método de Papay (Papay, 1968; Takacs, 1976)
	Viscosidad del gas	μ_g	(Carr, et al., 1954), (Lee, et al., 1966),
	Densidad del gas	ρ_g	Gases reales
Agua	Razón gas disuelto-agua	R_{sw}	(Culberson & McKetta, 1951), (McCoy, 1983)
	Factor volumétrico del agua	B_w	(MaCain, 1990)
	Comprensibilidad del agua	C_w	(Dodson & Standing, 1994), (Osif, 1988), (Ramey, 1964)
	Viscosidad del agua	μ_w	(Van Wingen, 1950), (Mattews & Russel, 1967), (MaCain, 1990), (McCoy, 1983)
	Tensión interfacial gas-agua	σ_{gw}	(Jennings & Newman, 1971)
	Densidad del agua	ρ_w	(Collins, 1987)

En la paleta inferior (3) se visualizan tres pestañas (Ver **Figura 12**): i) *Schema*: Visualización numérica de la tipología de la red construida, ii) *Simulation*: Asignación de propiedades *Blak Oil*. Control de la simulación, iii) *Project Viability*: Estimación de VPN, TIR, *Pay back*.

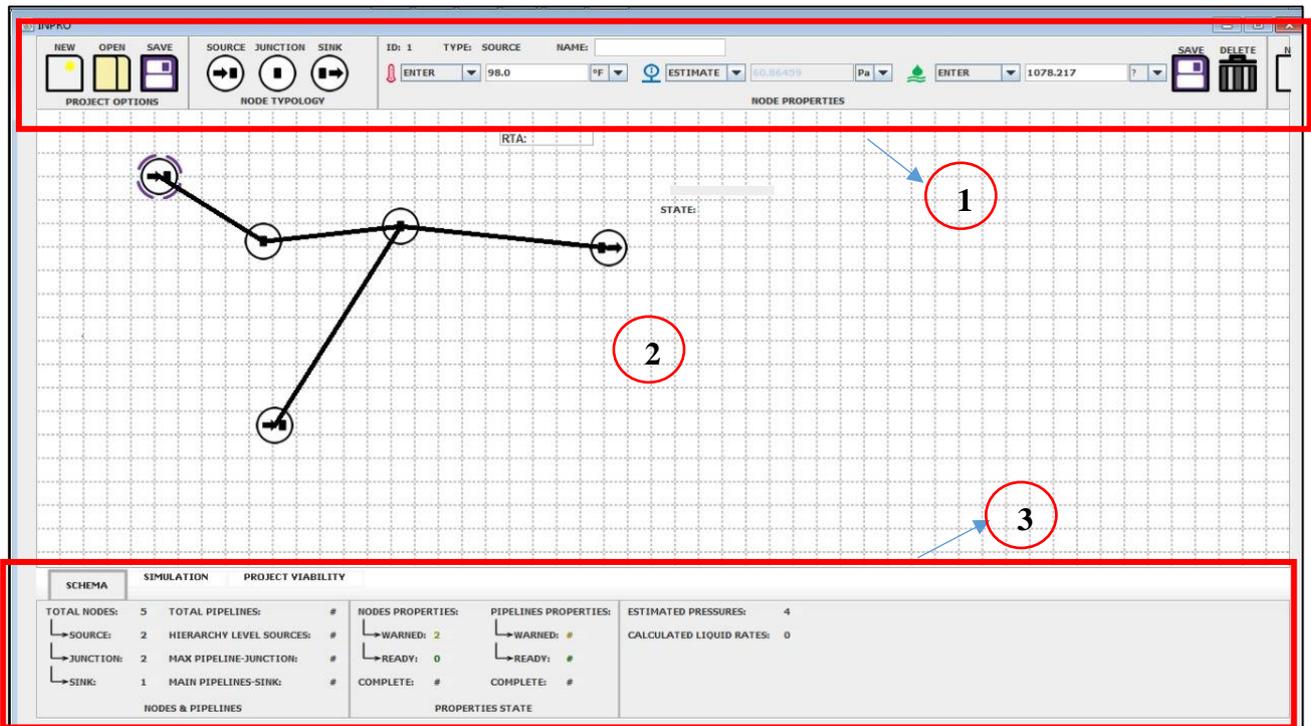


Figura 11. GUI INPRO. 1) Paleta superior, propiedades específicas por objeto; 2) Enmallado, 3) Paleta inferior, propiedades globales.

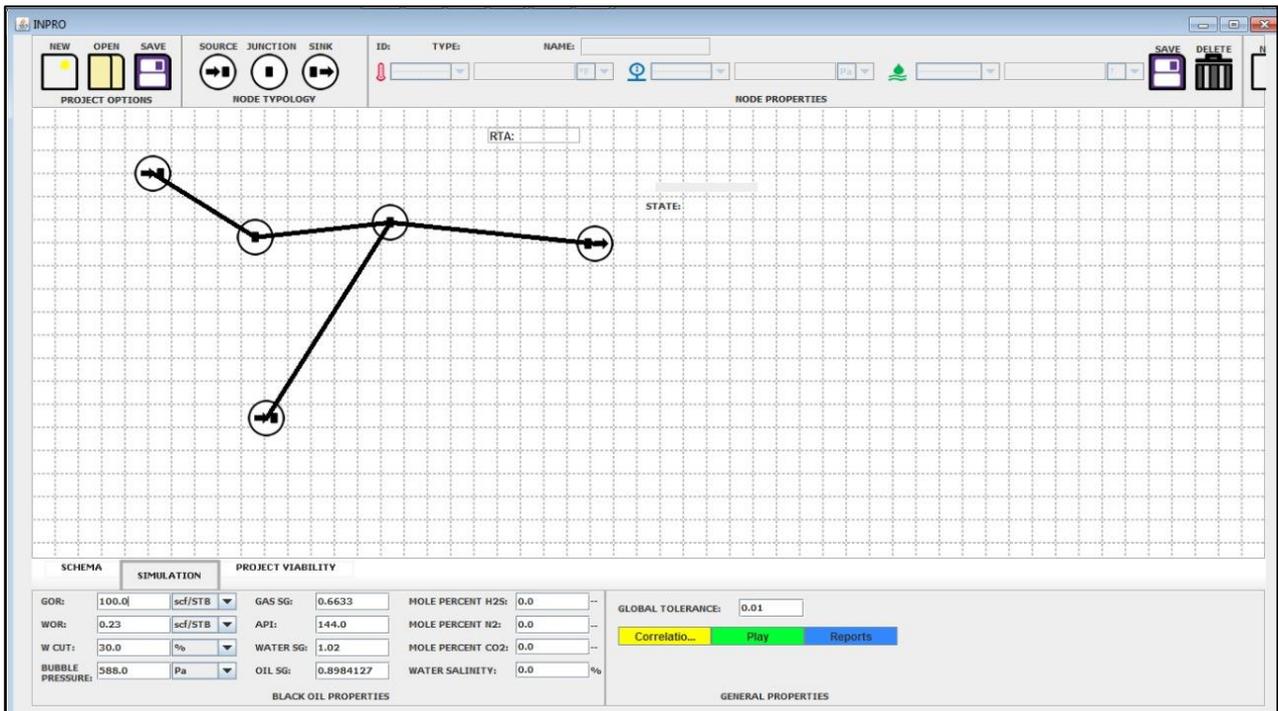


Figura 12. GUI INPRO. Componentes de la pestaña Simulation.

INPRO tiene la capacidad de guardar los proyectos simulados, y generar archivos .inp, para su edición en un futuro. Es de resaltar que el diseño de la GUI se efectuó bajo los estándares HCI,

para garantizar la experiencia de uso del usuario final, y el arte relacionado con los componentes de esta, es original del autor. La **Figura 13** muestra las acciones generalizadas que ejecuta INPRO.

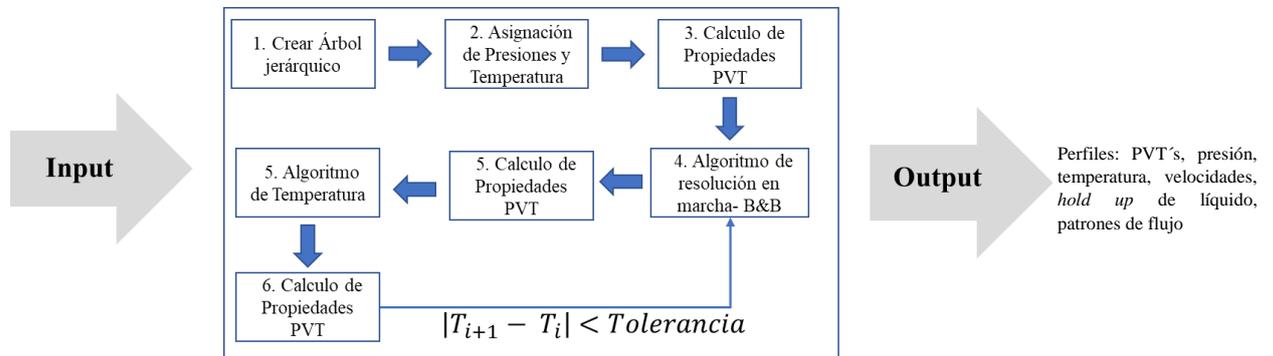


Figura 13. Acciones ejecutadas por INPRO.

La herramienta es capaz de generar perfiles de presión, temperatura, velocidades, *hold up* de líquidos, patrones de flujo y propiedades PVT, a partir de un set de 60 modelos matemáticos de propiedades físicas (ver **Tabla 7**), y un modelo de correlaciones de flujo multifásico, Beggs & Brill (1988). No obstante, aunque el modelo numérico propuesto en el capítulo anterior permite inicializar el algoritmo solución con presión o caudal, INPRO, tan sólo tiene la capacidad de efectuarlo con caudales en los nodos Sources, y presión en el nodo Sink. Lo anterior, se debe a los altos requerimientos de procesamiento del sistema, para intentar hacer converger la solución, ocasionando un desbordamiento del mismo, que se ve reflejado en la inestabilidad de la máquina.

4.5.Desafíos del modelado de redes

4.5.1. Jerarquía de nodos

Uno de los mayores retos dentro del desarrollo del sistema fue elaborar una estructura lógica que permitiera relacionar de manera ordenada y estable los nodos constituyentes de la red de producción. El problema de encontrar la estructura correcta dentro del lenguaje de programación de Java, se concretó al demostrarse que el uso de los espacios de memoria y el re-direccionamientos de objetos en tiempo de ejecución, resultaba demasiado exhaustivo para las capacidades de un procesador estándar comercial, debido a que Java desbordaba el uso de la memoria al intentar identificar las

relaciones establecidas entre los objetos de manera individual. Razón por la cual, se realizó una búsqueda investigativa ofreciendo grandes prestaciones para dar solución a tal enigma. El uso de estructuras lógicas de Mapas (i.e. Map) permitió contener grandes cantidades de información de manera estable y confiable, evitando el problema anteriormente mencionado, por medio del tratamiento integral de las relaciones entre objetos. En adición, se formuló el concepto de Nodo Padre, y Nodo Hijo, representando la jerarquía de nodo dentro del enmallado.

4.5.2. Trayectoria de recorrido

Una vez mapeado el esquema grafico de tubería, es necesario definir la transmisión del flujo de fluidos. Al limitar el universo de posibles grafos considerando un único **Sink**, es más sencillo establecer el movimiento de los fluidos. De modo que se toma la referencia del **Sink** como punto inicial, estableciendo una ruta de recorrido invertido hasta desembocar en los nodos fuentes o **sources**. Durante todo el viaje regresivo de las tuberías, se almacenan en orden la ubicación de cada objeto en el esquema, incluyendo los nodos **junction**. Este procedimiento es reiterativo en diferentes partes del software, ya que permite recorrer por completo el esquema de la tubería en cualquiera de los dos sentidos, una vez se ha recorrido en sentido regresivo.

4.5.3. Algoritmo de Auto aprendizaje

Según Tian & Adewumi (1994), el modelo matemático que soluciona el problema de divergencia para el algoritmo asociado a la distribución de presiones en el sistema puede optimizarse, si y solo si, de alguna forma se limita el cambio brusco que pueda sufrir el coeficiente de aceleración, β .

Para esta optimización se desarrolló un algoritmo de autoaprendizaje que ayudará al sistema a identificar que valores de β son peligrosos de aceptar dentro de la solución, ya que pueden generar desordenes de convergencia, llevando incluso a que el modelo se estanque en un punto de divergencia irreversible. Por lo tanto, se generó un algoritmo que establece un rango óptimo de β por tubería, de

acuerdo con el comportamiento manifestado en anteriores iteraciones para la predicción de la Presión. Asimismo, este rango es influenciado por los β adyacentes de las tuberías, con el objeto de disminuir el número de iteraciones, al considerar los balances de masas de la vecindad, convirtiéndose en un algoritmo evolutivo.

4.6. Perfil de Presión y Temperatura para una red de tuberías.

La discusión es limitada a dos casos de validación, en los cuales se conocen: i) Los caudales de líquido y temperatura del fluido en los nodos Source, ii) La presión en el nodo Sink, iii) Propiedades Black Oil, iv) Topografía del terreno y características físicas de la tubería (e.g. diámetro), vi) Coeficiente global de transferencia de calor, capacidades caloríficas de los fluidos, y temperatura de alrededores. El objeto del cálculo es determinar los perfiles de presión y temperatura en todos los puntos del sistema. En las **Figuras 14-15**, se ilustran los dos escenarios conceptuales. Estos difieren en complejidad. En la **Tabla 14**, se observan los parámetros de simulación ingresados. Para efectos explicativos, se adiciono una numeración legible en cada uno de los grafos.

4.6.1. Análisis de resultados

En las **Figuras 16-19**, se muestran las analogías de los perfiles de presión y temperatura obtenidos por INPRO y un software comercial. Los resultados provistos de este último serán considerados como teóricos reales. Asimismo, se evidencia como INPRO es capaz de simular las tendencias de los perfiles para los escenarios propuestos, consiguiendo errores máximos de 1.7 [%] y 4[%] para el modelado de la presión y la temperatura, respectivamente.

4.7. Limitaciones del modelo computacional

Las siguientes son las limitaciones encontradas en el software al momento de someterlo a pruebas finales:

- i. Java como lenguaje de programación de alto rendimiento es considerado una excelente opción para desarrollar proyectos de alta complejidad. Sin embargo, un aspecto no favorable se

evidenció en esta investigación al construir componentes visuales dinámicos, es decir, con posibilidad de transformarse gráficamente (e.g. bosquejo de tuberías), debido a que no posee un enfoque ni capacidad para procesar una gran cantidad de gráficos de comportamiento modificable.

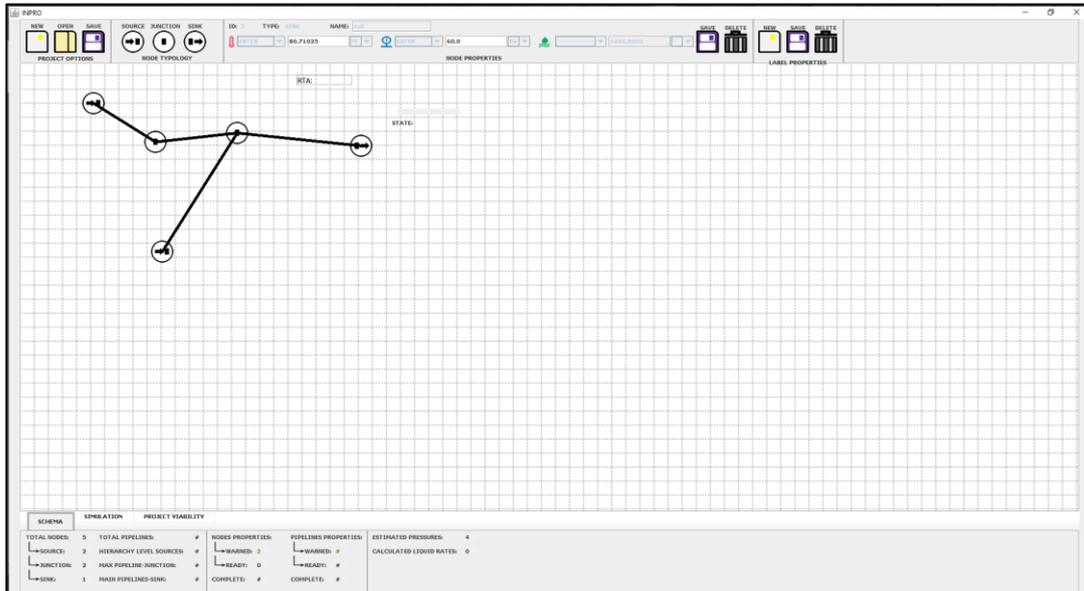


Figura 14. Esquema de simulación 1. Esquema simple.

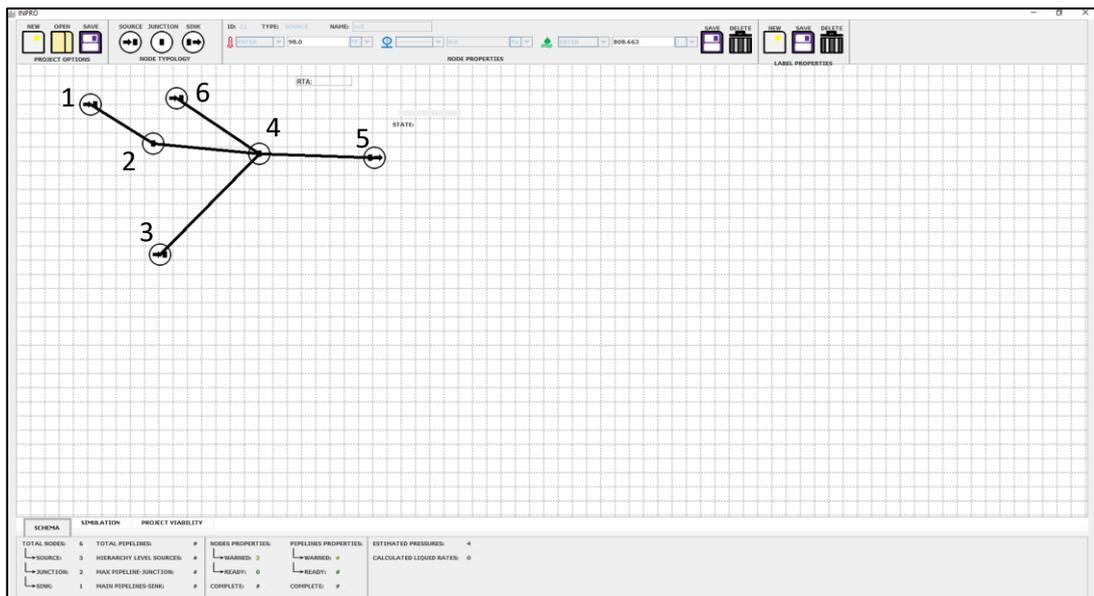


Figura 15. Esquema de simulación 2. Esquema de mayor complejidad.

Tabla 14. Parámetros de simulación.

Propiedades <i>Black Oil</i>			
Corte de Agua [%]		30	
GOR [SCF/STB]		100	
Gravedad específica del gas [-]		0.6636	
Gravedad específica del agua [-]		1.02	
API		26	
Atributos de los nodos			
Propiedad		Modelo simple	Modelo complejo
Nodo 1	Caudal de líquido [STB/D]	80	
	Temperatura [°F]	98	
Nodo 3	Caudal de líquido [STB/D]	60	
	Temperatura [°F]	98	
Nodo 5	Presión[psi]	60	
Nodo 6	Caudal de líquido [STB/D]	-	60
	Temperatura [°F]	-	98
Propiedades del terreno			
Propiedad		Modelo simple	Modelo complejo
Tubería 1-2	Distancia[Ft]	300	120 180
	Elevación[Ft]	0	5 0
Tubería 2-4	Distancia[Ft]	1000	300 4
	Elevación[Ft]	0	200 0
Tubería 3-4	Distancia[Ft]	200	200
	Elevación[Ft]	0	0
Tubería 4-5	Distancia[Ft]	400	400
	Elevación[Ft]	0	0
Tubería 6-4	Distancia[Ft]	-	200
	Elevación[Ft]	-	0
Propiedades físicas de la tubería			
Todas las tuberías cuentan con: i) 6" ID, ii) Espesor de pared de 0.5"			
Propiedades térmicas			
El coeficiente global de transferencia de calor en cualquier punto del sistema es 2 BTU/h-°F-Ft ² , y las capacidades caloríficas de los fluidos, BTU/lbm-°F: i) Gas 0.5500017, ii) Aceite 0.4500014, y iii) Agua 1			

- ii. Considerando el inciso anterior, se determinó por medio de las pruebas finales ejecutadas, que un esquema de producción puede soportar a lo mucho 12 nodos conectados, y es recomendable trabajar con no más de 10 nodos. Es importante destacar que la complejidad de la resolución de la convergencia está determinada por la cantidad de tuberías que se conectan a los nodos junctions, y no al número máximo de nodos en el esquema.
- iii. Con todos los procesos internos que se ejecutan para converger el sistema y los recursos que se consumen para graficar el esquema de manera dinámica, hacen que el software exceda 1GB de memoria RAM para su ejecución. Por tal motivo, es recomendable darle una holgura de memoria a la herramienta de aproximadamente 0.7GB. Por lo tanto, es necesario tener disponible 1.7GB de RAM para un desarrollo y funcionamiento adecuado.

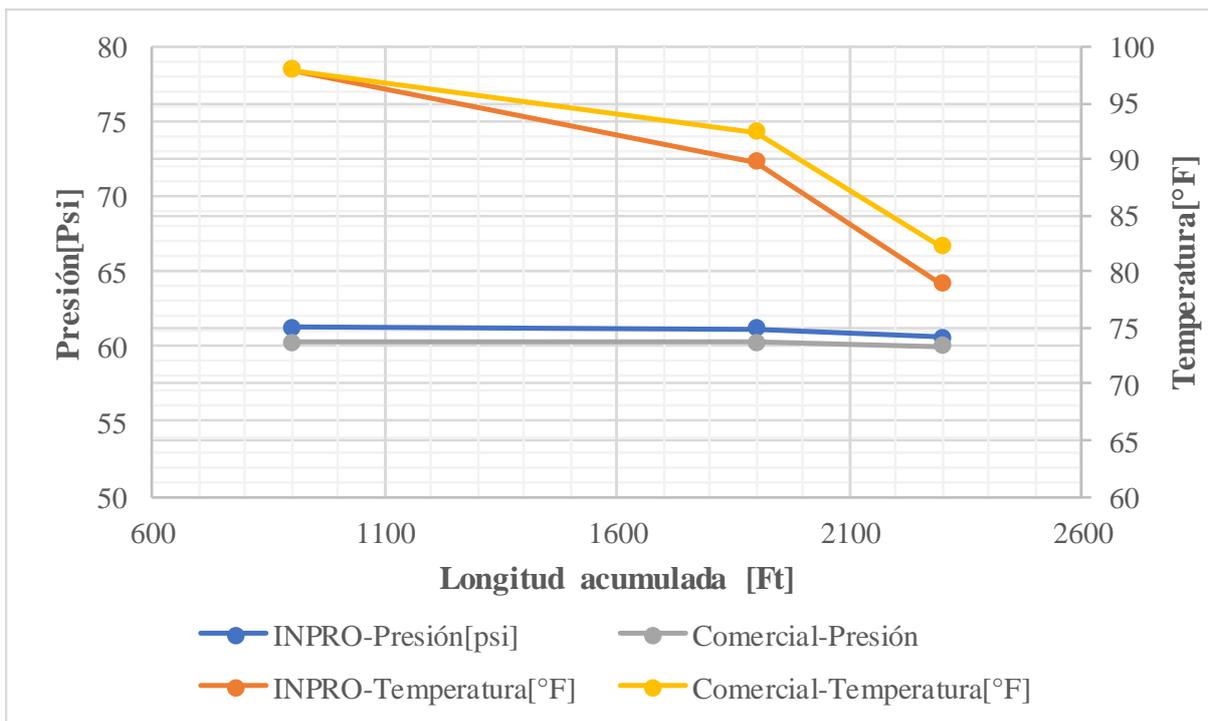


Figura 16. Comparación de perfiles de presión y temperatura- Escenario 1.

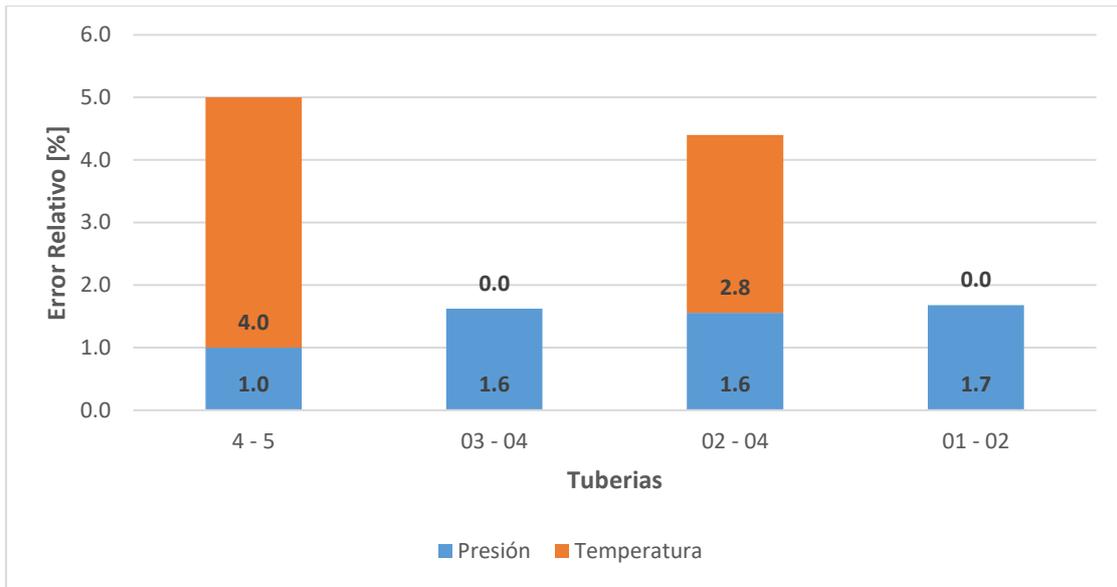


Figura 17. Desempeño de los modelos computacionales- Escenario 1.

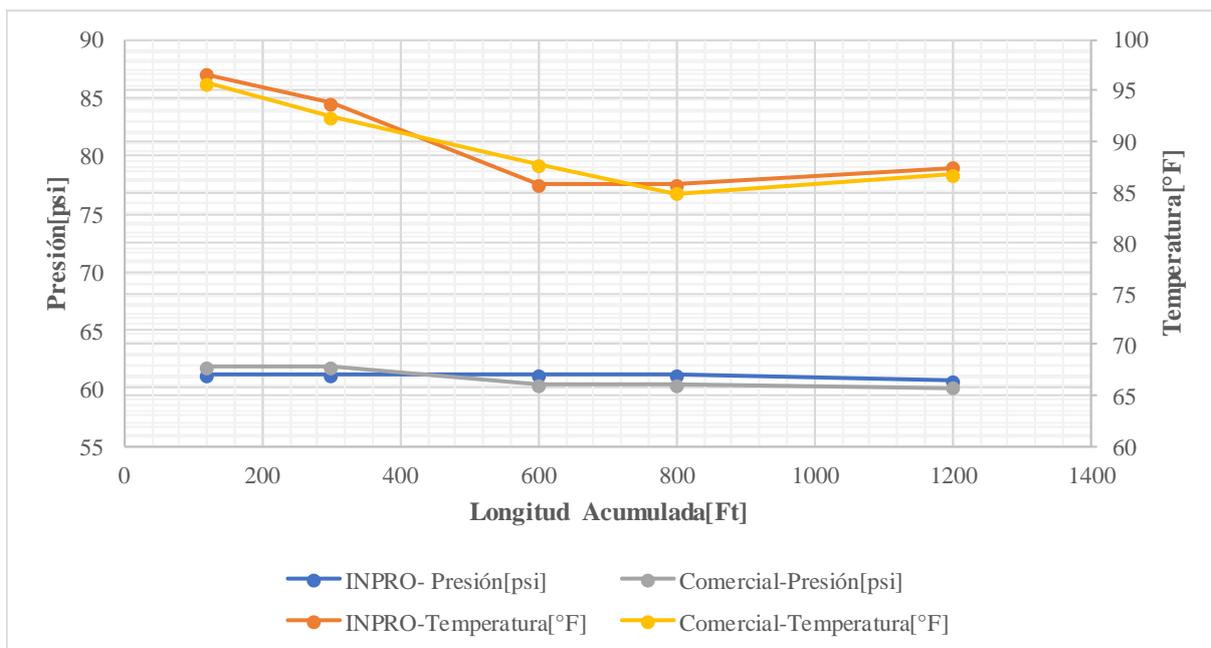


Figura 18. Comparación de perfiles de presión y temperatura- Escenario 2.

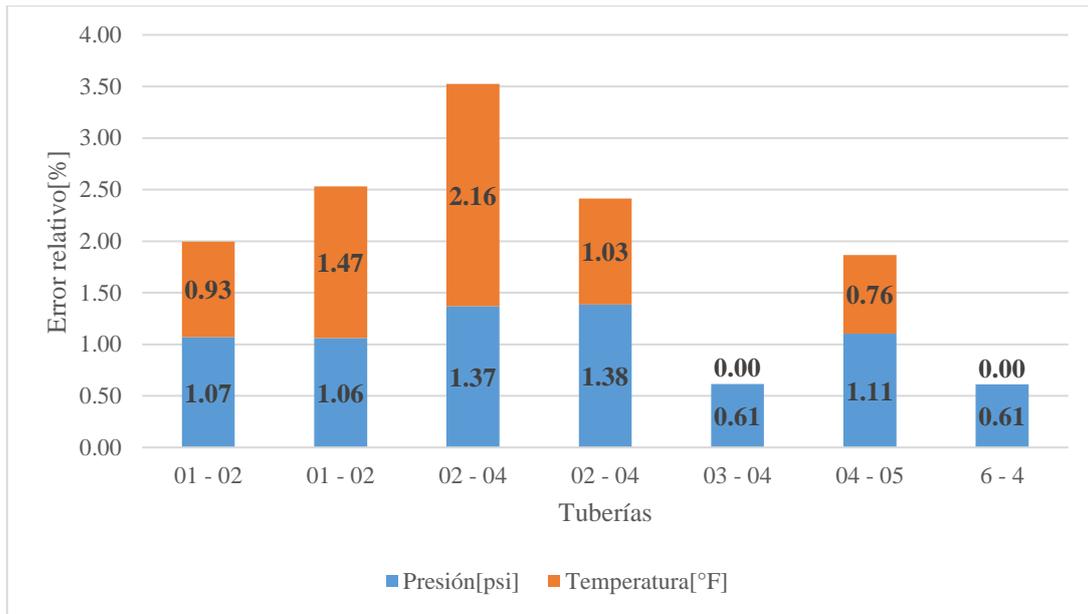


Figura 19. Desempeño de los modelos computacionales- Escenario 2.

5. Producción intelectual

Durante esta investigación se generaron los siguientes productos intelectuales:

i. Artículos

Valle, G., Romero, F. & Cabarcas, M., 2017. *Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo: descripción de requerimientos*. s.l.:Fuentes el Reventon Energetico, v. 15, n. 1, p. 87-99.

Valle, G., Romero, F., Mendoza, L. & Osorio, D., 2017a. *Empirical PVT Correlations Applied For Colombian Crude Oils: A New Approach*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 185565.

Ramirez, A. M., Valle, G. A., Romero, F., & Jaimes, M. 2017. Prediction of PVT Properties in Crude Oil Using Machine Learning Techniques MLT. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/185536-MS

Romero, F., Gómez, E., Valle, G., Rincon, J. 2017. *Predicción de zonas de esfuerzos críticos en bombas centrifugas por efecto de cavitación, empleando la técnica de interacción fluido-estructura (FSI)*. Revista UIS ingenierías. ISSN: 1657-4583. En proceso de evaluación.

Valle, G., Valbuena, L., Rojas, C., Cabarcas, M. 2017. *Modelo Numérico para el Análisis y el Diseño de Redes de Tubería para Flujo Bifásico*. Revista UIS ingenierías. ISSN: 1657-4583. En proceso de evaluación.

Cabarcas, M., Padrón, R., Valle, G. 2015. Caracterización y Mitigación del Flujo Intermitente en Sistemas de Recolección Multifásicos Bajo Condiciones Dinámicas. Revista Fuentes, El Reventón Energético. ISSN: 1657-6527. Vol. 13, num.2.

ii. Ponencias

2do Simposio de Investigación de ingeniería de Hidrocarburos 2017. (Poster). Ganador 2do puesto. *Desarrollo de un modelo numérico para sistemas de recolección de crudo en estado estable*.

Romero, F., Gómez, E., Valle, G., Rincon, J. 2017. *Predicción de zonas de esfuerzos críticos en bombas centrifugas por efecto de cavitación, empleando la técnica de interacción fluido-estructura (FSI)*. XI Congreso Colombiano de Métodos Numéricos – UIS

Valle, G., Romero, F., Mendoza, L. & Osorio, D., 2017a. *Empirical PVT Correlations Applied For Colombian Crude Oils: A New Approach*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 185565.

Ramirez, A. M., Valle, G. A., Romero, F., & Jaimes, M. 2017. Prediction of PVT Properties in Crude Oil Using Machine Learning Techniques MLT. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/185536-MS

1er Simposio de Investigación de ingeniería de Hidrocarburos. 2016. (Poster). *Desarrollo de un modelo numérico para sistemas de recolección de crudo en estado estable*.

6. Conclusiones

- En el presente estudio se desarrolló un nuevo modelo numérico, el cual permite el análisis y diseño de redes de tuberías con flujo multifásico, a través de la implementación de un algoritmo de resolución simultánea que no requiere del manejo algebraico de matrices. Este modelo cuenta con diversas ventajas entre las que destacan su fácil utilización, la posibilidad de manejar presiones y caudales como parámetros de inicialización, además de que su aplicabilidad no se ve restringida por el tipo de configuración del sistema o los fluidos tratados, lo cual lo hace idóneo para la simulación de la mayoría de los sistemas actuales. Asimismo, se optimizó el rendimiento del algoritmo por medio de la implementación del concepto de autoaprendizaje asociado al coeficiente de aceleración, β .
- Se desarrolló una herramienta computacional en java 8.0, INPRO, intuitiva y amigable con el usuario, bajo los estándares de programación HCI. Esta herramienta permite predecir perfiles de presión, temperatura, propiedades PVT's, velocidades, y hold up de líquido, de manera fiable, con errores máximos de 1.7 [%] y 4[%] para el modelado de la presión y la temperatura, respectivamente, al ser comparados con un software comercial, evidenciando comportamientos análogos de los perfiles mencionados.
- Un novedoso concepto de jerarquización es propuesto, para modelar el comportamiento de la trayectoria de los fluidos, a partir de la definición de un Nodo Padre y Nodo Hijo.
- En este estudio se evidencia la matemática y relaciones numéricas que conllevan el desarrollo de software diseñados para el modelado de redes de recolección de flujo multifásico.

7. Recomendaciones

Con base en los resultados obtenidos en la presente investigación se realizan las siguientes recomendaciones:

- Se debe aprovechar la naturaleza del software para facilitar la enseñanza en las aulas de clases de la Escuela de Ingeniería de petróleos.
- La herramienta computacional, INPRO, puede ser llevada al nivel de un software comercial, para lo cual, debe ser migrada a otro lenguaje de programación que permita la eficacia del rendimiento del sistema e inicializar los nodos Source tanto con caudales como presiones.
- Se recomienda contemplar en el algoritmo solución el transporte de partículas sólidas.
- Se recomienda complementar la herramienta con más correlaciones de flujo multifásico, con el fin de ofrecer al usuario más alternativas. En adición, agregar correlaciones para flujo monofásico, para el análisis de este en redes de tuberías.
- Es conveniente extender el alcance del algoritmo hasta yacimiento, con el objeto de efectuar un análisis integral del transporte de los fluidos.
- Se recomienda agregar al modelo computacional objetos asociados a facilidades, tales como: Bombas, compresores, válvulas, accesorios.
- Se recomienda modelar en la herramienta computacional un máximo de 10 nodos, a fin de evitar sobrecarga en la memoria RAM. En adición, es conveniente asignarle al software un mínimo de 1.7GB de RAM, para su correcto uso.

Referencias

- Ahmed, M. & Mohammed, A., 2014. *A comprehensive Study on the current Pressure Drop Calculation in Multiphase Vertical Wells; Current trends and Future Prospective*. s.l.:Journal of Applied Sciences, vol 23, pp 3162-3171, doi: 10.3923/jas.2014.3162.3171.
- Al-Marhoun, M., 1988. *PVT Correlation for Middle East Crude Oils*. s.l.:J. Pet. Tech., pp. 650-666.
- Al-Shammari, A., 2011. *Accurate prediction of pressure drip in two-phase vertical flow systems using artificial intelligence*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 149035.
- Altman, T. & Boulos, P., 1995. *Convergence of Newton method in nonlinear network analysis*. s.l.:Math. Comput. Model. 21 (4), 35–41..
- Ansari, A. M. et al., 1994. *A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores*. s.l.:Society Petroleum Engineer, SPE 20630..
- Ansari, A. et al., 1994. *A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores..* s.l.:SPE Prod. Facil. J., 9 (2), 143–151..
- Arthur, C., Russell, L. & Adames, P., 2016. *An Investigation of Buried Pipe Outer Heat Transfer Coefficient Correlatons*. s.l.:BHR Group, 2016-179 BHR.
- Asheim, H., 1986. *MONA, an Accurate Two-Phase Well Flow Model Based on Phase Slippage*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE.
- ASTM, 1947. *Standard Viscosity-Temperature*. s.l.:Chart 0361-39 Nat. Bur. Stds. Circular C461.
- Aziz, K., Govier, G. & Forgarasi, M., 1972. *Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas..* s.l.:J. Can. Pet. Technol., 11 (3), 38–48..
- Aziz, K. & Petalas, N., 1994. *New PC-Based Software for multiphase Flow Calculations*. s.l.:Society Petroleum Engineers, SPE 28249.
- Baker, O., 1954. *Design of Pipelines for Simultaneous Flow of Oil and Gas*. s.l.:OGJ. V. 53.
- Baker, O. & Swerdloff, W., 1956. *Finding Surface Tension of Hydrocarbon Liquids*. s.l.:Oil and Gas J. 125.
- Baroczy, C., 1966. *Chem.Eng. Prog..* s.l.:s.n.
- Baxendell, P. & Thomas, R., 1961. *The Calculation of Pressure Gradients In High-Rate Flowing Wells..* s.l.:J. Pet. Technol., 13 (10), 1023-1028.
- Beal, C., 1946. *The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude oil and Its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures*. s.l.:Trans., AIME 165, pp. 94-115.
- Beggs, H. & Brill, J., 1973. *A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes*. s.l.:J. Pet. Technol., Trans., AIME, 25 (5), 607–617..
- Beggs, H. & Robinson, J., 1975. *Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems*. s.l.:J. Pet. tech. Forum, pp. 1140-1141.
- Bendiksen, K., Malnes, D., Moe, R. & Nuland, S., 1991. *The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application..* s.l.:SPE Prod. Eng., 6 (2), 171–180 (SPE Paper 19451)..

- Bergman, D. & Sutton, R., 2009. *A Consistent and Accurate Dead-Oil-Viscosity Method*. s.l.:Society of Petroleum Engineer, SPE 110194-PA.
- Bertuzzi, A., Tek, M. & Poettman, F., 1956. *Simultaneous Flow of Liquid and Gas Through Horizontal Pipe*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 544-G.
- Bhave, P., 1991. *Analysis of Flow in Water Distribution Networks*. s.l.:Technomic Publishing: Lancaster, PA.
- Blanca, J. & Serra, R., 2006. *Diseño y Desarrollo de Herramienta Computacional Para el Cálculo de Análisis Nodal en Pozos de Petróleo*. Caracas: Trabajo de Grado. Universidad Central de Venezuela.
- Boehm, B., 1979. *Software Engineering - As it is*. s.l.:IEEE.
- Bratland, . O., 2008. *Update on commercially available flow assurance software tools: What they can and cannot do and how reliable they are*. Kuala Lumpur: 4th Asian Pipeline Conference & Exposition 2008.
- Brick, D., 2011. *Iterative methods for looped network pipeline calculation*. *WaterResour.* s.l.:Manage. 25, 2915–2987..
- Brill, J. & Arirachakaran, S., 1992. *State-of-the-Art in Multiphase Flow..* s.l.:J.Pet. Technol., 538-541, Society of Petroleum Engineers, SPE, No. 23835.
- Brill, J. & Beggs, H., 1974. *Two-Phase Flow in Pipes*. s.l.:INTERCOMP Coruse, Univerty of Tulsa.
- Brill, J. & Beggs, H., 1988. *Two-Phase Flow in Pipes*. s.l.:University of Tulsa.
- Brown, G., Katz, D., Oberfell, G. & Alden, R., 1948. *Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons*. s.l.:Natural Gasoline Ass. of America, Tulsa.
- Carr, N., Kobayashi, R. & Burrows, D., 1954. *Viscosity of hydrocarbons Gases Under Pressure*. s.l.:Trans. AIME 201, pp. 264-272.
- Chawla, J., 1969. *Liquid Content in Pipes in Two-Phase Flow of Gas-Liquid Mixtures*. s.l.:Chimie Ingenieur Technik,69.
- Chenoweth, J. & Martin, M., 1955. *Turbulent Two-Phase FLOW*. s.l.:Petr.Ref..
- Chew, J. & Connally, C., 1959. *A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils*. s.l.:Trans., AIME 216, 23-25.
- Chierici, G., Ciucci, G. & Sclocchi, G., 1974. *Two-Phase Flow in Oil Wells-Prediction of Pressure Drop..* s.l.:J.Pet.Tech., pp 927-937; Trans., AIME, 257.
- Chisholm, D., 1967. *A Theoretical Basis for the Lockhart-Martinelli Correlation for Two-Phase Flow*. s.l.:Int. J. Heat and Mass Transfer, 10.
- Chukwuemeka, O., 2010. *Steady-State Heat Transfer Models For Fully and Partially Buried Pipelines*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 131137.
- Coad & Yourdon, 1991. *Object-Oriented Design Oriented Design*. Yourdon Press ed. s.l.:s.n.

- Collins, A., 1987. *Properties of Produced Waters*. s.l.:Petroleum Engineering Handbook H.B. Bradley et al., SPE.
- Cross, H., 1936. *Analysis of Flow in Networks of Conduits or Conductors*.. s.l.:University of Illinois Engineering Experiment Station.
- Culberson, O. & McKetta, J., 1951. *Phase Equilibria in Hydrocarbon-Water Systems III- The Solubility of Methane in Water at pressure to 10000 psia*. s.l.:Trans, AIME 192, pp. 223-226.
- Danielson, T., Bansal, K., Hansen, R. & Leporcher, E., 2005. *LEDA: The Next Multiphase Flow Performance Simulator*.. s.l.:In Proceedings of the 9th International Conference on Multiphase Technology, Barcelona, Spain; BHR Group Limited: Cranfield, Bedfordshire, U.K., pp 477-492..
- Darcy, H., 1857. *Recherches Experimentales Relatives au Mouvement de L'Eau dans les Tuyaux*. s.l.:Vol. 2; Mallet-Bachelier: Paris, 268 pp..
- Di Lullo, A., 2012. *Discover a Career: Flow Assurance*. s.l.:Society of Petroleum Engineer, SPE 0112024-TWA.
- Dodson, C. & Standing, M., 1994. *Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural Gas-Water-Mixtures*. s.l.:Drill. and Prod. Prac., API, pp. 173-179.
- Dokla, M. & Osman, M., 1992. *Correlation of PVT Properties For UAE Crudes*. s.l.:Trans., AIME 293, pp. 41-46.
- Dukler, A., 1969. *Gas Liquid Flow in Pipelines: I. Research Results*. s.l.:AGA-API Project NX-28.
- Duns, H. & Ros, N., 1963. *Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells*.. s.l.:In Proceedings of the Sixth World Petroleum Congress, Frankfurt, Germany; pp 451-465 (Section II, Paper 212.PD6)..
- Eaton, B., Andrews, D., Knowles, C. & Brown, K., 1967. *The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Horizontal Pipelines*.. s.l.:J. Pet. Technol, 19 (6), 815-828 (SPE Paper 1525)..
- Egbogah, E., 1983. *An improved Temperature Viscosity Correlation for Crude Oil Systems*. s.l.:Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, paper 833432.
- Ellul, I., Saether, G. & Shippen, M., 2004. *The Modeling of Multiphase Systems Under Steady State and Transient Conditions*.. s.l.:In Proceedings of the Pipeline Simulation Interest Group (PSIG), 36th Annual Meeting, Palm Springs, CA..
- Erazo, M., 2008. *Desarrollo de Programas Computacionales para Analizar Sistemas Básicos de Producción en Pozos de Petróleo*. Guayaquil, Ecuador: Tesis de Grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Fayed, A. & Otten, L., 1983. *Comparing Measured with Calculated Multiphase Flow Pressure Drop*. s.l.:PennWell Publishing Corp., p 136-140.
- Fernandez, R., Semiat, R. & Dukler, A., 1983. *Hydrodynamic Model For Gas- Liquid Slug Flow in Vertical Tubes*.. s.l.:AIChE J, vol. 29, pp. 981-989..
- Flanigan, O., 1958. *Effect of Uphill Flow on Pressure Drop in Design of Two-Phase Gathering Systems*.. s.l.:Oil Gas J..

- Gay, B. & Middleton, P., 1970. *The solution of pipe network problems*. s.l.:Chem. Eng. Sci, 26, 109–123..
- Glaso, O., 1980. *Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations*. s.l.:J. Pet. Tech., pp. 785–795.
- González, C. & González, Y., 2013. *Transferencia de Calor en Pozos Productores de Hidrocarburos*. s.l.:Tesis de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Gopal, V., 1977. *Gas Z-Factor Equations Developed for Computer*. s.l.:Oil and Gas Journal, pp. 58–60.
- Gould, T., 1979. *Compositional Two-Phase Flow in Pipelines*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 5685.
- Gray, H., 1974. *Subsurface Controlled Safety Valve Sizing Computer Program, Appendix B. In Vertical Flow Correlation in Gas Wells, User Manual for API 14BM*. s.l.:API: Dallas, TX.
- Gregory, G. & Aziz, K., 1978. *Calculation of pressure and temperature profiles in multiphase pipelines and simple pipeline networks*. s.l.:En Journal of Canadian Petroleum, PETSOC.
- Gregory, G., Mandhane, J. & Aziz, K., 1974. *Some Design Considerations of Two-Phase Flow in Pipes*. s.l.:Petroleum Society of Canada, PETSOC 750107.
- Guzhov, A., 1967. *A Study of Trnsprtation in Gas -Liquid Systems*. s.l.:10 th Int. Gas Conf., Hamburg-Germany.
- Hagedorn, A. & Brown, K., 1965. *Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits*. s.l.:J. Pet. Technol, 17 (4), 475–484..
- Hall, K. & Yarborough, L., 1973. *A New Equation of State for Z-Factor Calculations*. s.l.:Oil and Gas Journal, pp. 86–88.
- Hasan, A. & Kabir, S., 1988. *A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells*. s.l.:SPE Prod. Eng., 3 (2), 263–272 (SPE Paper 15138)..
- Holmes, J., 1977. *Description of the Drift Flux Model in the LOCA Code Relap-UK*. s.l.:Inst. Mech. End.,103–108 (Paper No. C206/77).
- Hoogendorn, C., 1959. *Gas-Liquid Flow in Horizontal Pipes*. s.l.:Chem. ENg. Sci., 9.
- Hughmark, G., 1962. *Holdup in Gas-Liquid Flow*. s.l.:Chem. Eng. Prog., 68.
- ISO/IEC, 2010. *ISO/IEC CD1 42010 Systems and software engineering Architecture description*. s.l.:s.n.
- Jennings, H. & Newman, G., 1971. *The Effect of Temperature and Pressure on the Interfacial Tension of Water Against Methane-Normal Decane Mixtures*. s.l.:Trans., AIME 251, pp. 171–175.
- Jerez-Carrizales, M., Jaramillo, J. & Fuentes, D., 2015. *Prediction of Multiphase Flow in Pipelines: Literature Review*. s.l.:Ingeniería y Ciencia, vol. 11, No. 22, pp. 213–233, doi:10.17230/ingciencia.11.22.10.

- Juzgado, J., 1996. *Procesos de construcción del software y ciclos de vida*. s.l.:Universidad politécnica de Madrid.
- Kartoatmodjo, T. & Schmidt, Z., 1994. *large Data Bank Improve Crude Physical Property Correlations*. s.l.:Oil and Gas Journal, pp. 51-55.
- Krope, J., Trop, P. & Goricanec, D., 2011. *Flow pressure analysis of loop gas network, international journal of systems applications..* s.l.:Eng. Dev. 5 (4)..
- Lagumbay, R., 2006. *Modeling and Simulation of Multiphase/Multicomponent Flows*. s.l.:Tesis de grado (PhD). University of Colorado..
- Lasater, J., 1958. *Bubble Point Pressure Correlation*. s.l.:Trans., AIME 213, pp. 379-381.
- Lawson, J. & Brill, J., 1973. *A statistical Evaluation of Methods used to Predict Pressure Losses for Multiphase FLOW in Vertical Oil Well Tubing*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 4267..
- Lee, A., González, M. & Eakin, B., 1966. *The Viscosity of Natural Gases*. s.l.:Journal Pet. Tech., pp. 997-1000.
- Lewandowsk, A., 1994. *Object-Oriented Modeling of the Natural Gas Pipeline Network*. s.l.:)4 Object-Oriented Numerics Conference, Sunriver, Oregon.
- Li, J. & Chok, P., 2006. *Effective Software Practices to Leverage Software Development Process in Sand-Control Engineering Software- A Case Study*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 102096.
- Lockhart, R. & Martinelli, R., 1949. *Proposed Correlation of Data for Isothermal Two-Phase, Two-Component Flow in Pipes..* s.l.:Chem. Eng. Progress, 45 (1), 39-48..
- Loilier, P., 2006. *Numerical Simulation of Two-Phase Gas-Liquid Flows in Inclined and Vertical Pipelines*. s.l.:Tesis de Grado(PhD). Cranfield University.
- MaCain, W., 1990. *The Properties of Petroelum Fluids*. s.l.:2nd ed.Tulsa, OK; Penn Wll Books.
- Mandhane, J., Gregory, G. & Aziz, K., 1974. *Critical Evaluation of Holdup Prediction Methods for Gas-Liquid Flow in Horinzontal Pipes*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 5140.
- Mandhane, J., Gregory, G. & Aziz, K., 1976. *Critical Evaluation of Friction Pressure Drop Prediction Methods for Gas-Liquid Flow in Horizontal Pipes..* s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 6036.
- Martínez, A., Cegarra, J. & Rubio, J., 2012. *Aprendizaje basado en Competencias: Una Propuesta par la Autoevaluación del docente*. s.l.:Profesorado: Revista de curriculum y formación del profesorado, Vol. 16, N°2.
- Martinez, J. & Puigjaner, L., 1988. *A powerful improvement on the methodology for solving large-scale pipeline networks..* s.l.:Comput. Chem. Eng. 12 (2-3), 261-265..
- Mattews, C. & Russel, D., 1967. *Pressure Buildup and Flow Test in Wells, Monograph Series*. s.l.:Society of Petroleum Engineers of AIME.
- McCain, W., Rollins, J. & Vilena-Lanzi, A., 1988. *The Coefficient of Isothermal Compressibility of Black oils at Pressure Bellow the Bubblepoint*. s.l.:Trans., AIME 285, pp. 659-662.

- McCoy, R., 1983. *microcomputer Programs for Petroleum Engineers: reservoir Engineering and Fomration Evaluation*. s.l.:Vol 1, Gulf Publishing Co..
- Moody, L., 1944. *Friction Factors for Pipe Flow*.. s.l.:Trans. ASME 66 (8), 671–684..
- Moradi, B. et al., 2010. *Buble point Pressure Empirical Correlation*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 132756-MS.
- Mucharam, L. & Adewumi, M., 1990. *A compositional Two-pahe flow model for analyzing and Designing Complex pipeline networks systems*. s.l.:CIM/SPE International Tech. Meeting.
- Mucharam, L. & Adewumi, M., 1990. *A Compositional Two-Phase Flow Model for Analyzing and Designing Complex Pipeline Network Systems*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 21562.
- Mukherjee, H. & Brill, J., 1985. *Pressure Drop Correlations for Inclined Two-Phase Flow*.. s.l.:J. Energy Resources Technol., Trans., ASME; 107, (December), 549–468..
- Orkiszewski, J., 1967. *Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes*.. s.l.:J. Pet. Technol., Trans. AIME, 19 (6), 829–838 (SPE Paper 1546-PA)..
- Ortiz, G. & Jaimes, K., 2015. *Desarrollo de un Software para el Modelamiento del Flujo Multifásico en Tubería Vertical y Horizontal*. s.l.:Tesis de Grado. Escuela de Ingeniería de Petróleos.Universidad Industrial de Santander.
- Osif, T., 1988. *The Effects of Salts, Gas, Temperature, and Pressure on the Compressibility of Water*. s.l.:SPE Res. Eng. 3, No. 1, pp. 175-181.
- Osman & El-Feky, 1985. *Design Methods for Two-Phase Pipelines Compared, Evaluated*.. s.l.:OGJ..
- Oviedo, G. & Chaparro, C., 2011. *Modelado y Simulación del Flujo de Hidrocarburos en Tuberías Mediante el Método de Mukherjee & Brill*. Bucaramanga: Tesis de Grado. Escuela de Ingeniería de Petróelos. Universidad Industrial de Santander.
- Papay, J., 1968. *Termeléstchnoógiai Paraméterek Vâltozása a Gástelepek Muvelése Során*. s.l.:OGIL Muz, Tud, Kuzl, pp. 267-273.
- Perry, D. & Wolf, A., 1992. *Foundations for the study of software architecture*.. s.l.:ACMSIGSOFT Software Engineering Notes 17 (4), 40–52..
- Petalas, N. & Aziz, K., 2000. *A Mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes*.. s.l.:J. Can. Pet. Technol., 39 (6), 43–55..
- Petrosky, G. & Farshad, F., 1993. *Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils*. s.l.:Society of Petroleum Engineering, SPE 26644.
- Pipes, L. A., 1958. *Applied Mathematics for Engineers and Physicists*. New York: McGraw-Hill.
- Poettmann, F. & Carpenter, P., 1952. *Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings*.. s.l.:Drill. Prod. Pract., pp 257..
- Polya, G., 1945. *How to solve it*. s.l.:Priceton University Press.
- Poornima, U. & Suma, V., 2017. *Impact of multiple inheritance on cohesion complexity in software design*. Coimbatore, India: IEEE Xplore, doi: 10.1109/INVENTIVE.2016.7823223.

- Porta García, S., Chávez Márquez, N. & Labañino, Y., 2012. *Indicadores de Calidad para Software de Simulación*. s.l.:Serie científica de la Universidad de las Ciencias Informaticas. ISSN: 2306-2495 – Temática Calidad de Software. No.5.
- Pressman, R., 2009. *Software engineering: A Practitioner's Approach*. s.l.:McGraw-Hill. 7th Edition..
- Ramey, H., 1964. *Rapid methods for Estimating reservoir Compressibilities*. s.l.:Trans., AIME 231, pp. 447-454.
- Reynolds, O., 1883. *An Experimental Investigation of the Circumstances Which Determine Whether the motion of Water Shall Be Direct or Sinuous, and of the Law of Resistance in Parallel Channels*. s.l.:Philos. Trans. R. Soc., 174, pp. 935-982.
- Rodríguez, G., González, J. & Dávila, G., 1998. *La norma ISO 9001 en una fábrica de software a la medida*. Revista Soluciones Avanzadas, pp.27. ed. s.l.:s.n.
- Romero, A. & Salazar, D., 2007. *Herramienta Computacional para el Estudio del Comportamiento del Flujo Multifásico con Transferencia de Calor en Líneas de Flujo*. s.l.:Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela.
- Romero, A. & Salazar, D., 2007. *Herramienta Computacional para el estudio del comportamiento del flujo multifásico con transferencia de calor en líneas de flujo*. s.l.:Tesis de grado. Universidad Central de Venezuela.
- Rott, N., 1990. *Note on the History of the Reynolds Number*.. s.l.:Ann. Rev. Fluid Mech, pp. 1-11.
- Rubio, A. & Valles, B., 2005. *Modularidad y orientación a objetos en Java*. [Online] Available at: <https://goo.gl/WG2bPA> [Accessed 07 Junio 2017].
- Sanders, J. & Curran, E., 1995. *Software Quality. A Framework for Success in Software Development and Support*. Addison Wesley. Volume 5, Issue 4. ISBN: 0-201-631989. ed. s.l.:s.n.
- Sarem, A., 1961. *Z-Factor Equation Developed for Use in Digital Computers*. s.l.:Oil and Gas Journal, 118.
- Sargent, R., 1978. *The Decomposition of Systems of Procedures and Algebraic Equations in Numerical Analysis*. s.l.: Watson, G.A. (Ed.). Springer-Verlag, Berlin..
- SEI, 2016. *Carnegie Mellon University, Software CMMI® for Development, Version 1.3*.. [Online] Available at: http://resources.sei.cmu.edu/asset_files/TechnicalReport/2010_005_001_15287.pdf.
- Shacham, M., 1984. *Decomposition of systems of nonlinear algebraic equations*. s.l.:AIChE J. 30 (1), 92–99..
- Shamir, U. & Howard, C., 1968. *Water distribution systems analysis*. s.l.:J. of hydraulics Div..
- Shamir, U. & Howard, C., 1968. WATER DISTRIBUTION SYSTEMS ANALYSIS. *Journal of the Hydraulics Division* , pp. 219-234.
- Shi, H. et al., 2005. *Drift-Flux Modeling of Two-Phase Flow in Wellbores*. s.l.:Society Petroleum Engineers, SPE 84228-PA, 10 (1), 24–33..

- Shippen, M. & Bailey, W., 2012. *Steady-State Multiphase Flow-Past, Present, and Future, with a Perspective on Flow Assurance*. s.l.:American Chemical Society, ACS.
- Shoham, O., 2006. *Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE, 408 pp.
- Sigwart et al, 1990. *Software Engineering: a project oriented approach*. s.l.:Franklin, Beedle y Associates.
- Slusarczyk, G. et al., 2017. *An extended hierarchical graph-based building model for design and engineering problems*. s.l.:Elsevier B.V..
- Standing, M., 1947. *A Pressure- Volume- Temperature Correlation for Mixture of California Oils and Gases*. s.l.:Drill. and Prod. Prac., API, pp. 275-287.
- Standing, M., 1977. *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE.
- Stoner, M., 1969. *Steady-state analysis of gas production, transmission and distribution systems*. s.l.:SPE paper 2554 presented at the 44th Annual Fall Meeting.
- Sutton, R., 1985. *Compressibility Factors for High-Molecular-Weight Reservoir Gases*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 14265.
- Taitel, Y. & Dukker, A., 1976. *A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow*. s.l.:AIChE J., 22 (1), 47-55..
- Takacs, G., 1976. *Comparisons Made for Computer Z-Factor Calculations*. s.l.:Oil and Gas Journal, pp 64-66.
- Tian, S. & Adewumi, A., 1994. *A new algorithm for analysing and designing two-phase flow pipeline networks*. s.l.:Society of petroleum engineers.
- Tian, S. & Adewumi, M., 1994. *A New Algorithm for Analyzing and Designing Two-Phase Flow Pipeline Networks*. Pennsylvania: Society of Petroleum Engineers, SPE 28177.
- Titan, S. & Adewumi, M., 1993. *A Simple algorithm for Analyzing Gas Pipeline Networks*. s.l.:SPE Production Operations Symposium.
- Total, C. F. d. P., 1983. *Proyectos de Intención de Fluidos- Correlaciones PVT para Crudos del Oriente de Venezuela*. s.l.:S.A. MENEVEN.
- Usman, M., Britto, R., Bostler, J. & Mendes, E., 2017. *axonomies in software engineering: A Systematic mapping study and a revised taxonomy development method*. s.l.:Information and Software Technology. Elsevier..
- Valle, G., Romero, F. & Cabarcas, M., 2017b. *Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo: Descripción de requerimientos*. Bucaramanga: Fuentes, el reventon energetico, VOL I 2017.
- Valle, G., Romero, F., Mendoza, L. & Osorio, D., 2017a. *Empirical PVT Correlations Applied For Colombian Crude Oils: A New Approach*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 185565.

- Van Wingen, N., 1950. *Viscosity of Air, Water, Natural Gas, and Crude Oil at Varying Pressure and Temperatures*. s.l.:Secondary recovery of Oil in the United states, API 127.
- Vázquez, M. & Beggs, H., 1980. *Correlations for Fluid Physical Property Prediction*. s.l.:J. Pet. Tech., pp. 968-970.
- Vohra, I., Hernandez, F., Marcano, N. & Brill, J., 1975. *Comparison of Liquid Holdup and Friction Factor Correlations for Gas-Liquid Flow in Horizontal Pipes*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 4690.
- Vohra, I., Robinson, J. & Brill, J., 1974. *Evaluation of Three New Methods For Predicting Pressure Losses In Vertical Oilwell Tubing*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 4689.
- Walski, T., 1994. *Pipe Network Modeling*. s.l.:Video Learning System For CYBERNET Software, Haestad Methods: Waterbury.
- Weisbach, J., 1845. *Lehrbuch der Ingenieur- und Maschinen-Mechanik Vol. 1 Theoretische Mechanik*. s.l.:Vieweg und Sohn: Braunschweig, Germany, 535 pp..
- Wook, D. et al., 2014. *Effect of Buried Depth on Steady-State Heat-Transfer Characteristics for Pipeline-Flow Assurance*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 166595.
- Xiao, J., Shoham, O. & Brill, J., 1994. *A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines*. s.l.:Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Sept. 23–25, SPE Paper 20631..
- Xiao, J.-J. & Shoup, G., 1998. *Sizing Wet- Gas Pipelines and Slug Catchers with Steady-State Multiphase Flow Simulations*. s.l.:J. Energy Resources Technology, Trans. ASME, vol. 2, pp. 106-111..
- Yarborough, L. & Hall, K., 1974. *How to Solve Equation of State for Z-Factors*. s.l.:Oil and Gas Journal, pp. 86-88.
- Zhang, H., Wang, Q. & Brill, J., 2003. *A Unified Mechanistic Model for Slug Liquid Holdup and Transition Between Slug and Dispersed Bubble Flows*. s.l.:Int. J. Multiphase Flow, 29 (1), 97–107..
- Zhang, H., Wang, Q., Sarica, C. & Brill, J., 2006. *Unified Model of Heat Transfer in Gas/Liquid Pipe Flow*. s.l.:Society of Petroleum Engineers, SPE 90459.
- Zuber, N. & Findlay, J., 1965. *Average Volumetric Concentration in Two-Phase Flow Systems*. s.l.:J. Heat Transfer, Trans. ASME, Ser. C, 26 (3), 453 - 468..