

**MODELAMIENTO TERMODINÁMICO PARA LA PREDICCIÓN DEL POTENCIAL
DE FORMACIÓN DE HIDRATOS DE METANO (TIPO I) EN TUBERÍAS
MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE MÉTODO MECANÍSTICO**

DANIEL FELIPE CENTENO ANACONA

JAIME TRUJILLO BOLAÑOS



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA – HUILA

2012

**MODELAMIENTO TERMODINÁMICO PARA LA PREDICCIÓN DEL POTENCIAL
DE FORMACIÓN DE HIDRATOS DE METANO (TIPO I) EN TUBERÍAS
MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE MÉTODO MECANÍSTICO**

DANIEL FELIPE CENTENO ANACONA

JAIME TRUJILLO BOLAÑOS

**Proyecto de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

Carmen Pinzón Torres

**Qca. Especialista en Educación Matemática con Énfasis en Aplicaciones en
Sistemas Dinámicos**

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA – HUILA

2012

Nota de aceptación

Firma del Director

Firma del Evaluador

Firma del Evaluador

AGRADECIMIENTOS

A **DIOS** y a la **VIRGEN SANTÍSIMA** por colmar nuestras vidas de bendiciones y éxitos.

A la **UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA** por contribuir a nuestra formación profesional y desarrollo personal.

A **CARMEN PINZÓN TORRES**, Química, y directora de este proyecto, por depositar su confianza en nosotros y dedicar gran parte de su tiempo durante el desarrollo del mismo.

A todas aquellas personas que de una u otra manera nos brindaron su apoyo y confianza, para que este proyecto se llevara a cabo.

"Para hallar el equilibrio que buscas debes tener los pies tan firmemente plantados en la tierra que parezca que tienes cuatro piernas en lugar de dos. De este modo podrás estar en el mundo. Pero debes dejar de mirar el mundo con la mente. Tienes que mirarlo con el corazón. Así llegarás a conocer a Dios. "

Agradezco a Dios padre todo poderoso, a Eleira Anacona Velazco, mi madre, amiga, tutora y maestra por excelencia, a mis padres Luis Enrique Cerquera y Jose Daniel Centeno, a Luz Mary Anacona mi segunda madre, a mis abuelos Juan María Anacona y María del Carmen Velazco (Q.E.P.D), aquellos que de corazón estuvieron presente para dar ánimos, para apoyar en los días de que a veces se hacían difíciles y en los que existía la calma, a los que hicieron de mi vida universitaria memorable, gracias a los tutores de cada semestre, me llevo un poco de su conocimiento y con la satisfacción de haber aprendido. Gracias de corazón.

"Un profesional no se mide por su título, si no por su conocimiento, acciones y experiencias"

Daniel Felipe Centeno Anacona

Doy gracias a Dios todo poderoso por guiarme por los buenos caminos, a mi madre Nora Alba Bolaños Robles, mi ayuda, mi amiga, mi consejera, mi apoyo en los tiempos difíciles y mi motor de vida, a mi padre Jaime Trujillo Vargas por el apoyo continuo en la carrera y el diario vivir, agradezco a mis maestros por dedicar tiempo a compartir su conocimiento, agradezco a los buenos amigos de universidad, a los compañeros que con su apoyo siempre marcaron las pautas para continuar en una marcha constante y firme.

“Siembra un acto y cosecharás un hábito. Siembra un hábito y cosecharás un carácter. Siembra un carácter y cosecharás un destino”

Jaime Trujillo Bolaños

LISTA DE SÍMBOLOS

Alfabeto griego

α	Constante de estructura del hidrato
β	Cavidad vacía
γ	Coeficiente de actividad
θ_{ji}	Fracción de ocupación de cavidades tipo i con moléculas huésped tipo j
κ	Coeficiente de compresibilidad volumétrico
π	Fase de referencia
ϕ	Coeficiente de fugacidad
ω	Factor acéntrico
Δ	Delta
ϵ	Rugosidad absoluta de la tubería
τ	Coeficiente dependiente de la viscosidad cinemática del gas
ρ	Densidad
μ	Coeficiente de viscosidad dinámica
θ	Ángulo de inclinación

Alfabeto latino

C_{ji}	Constante de Langmuir
C_p	Capacidad calorífica molar
D	Diámetro
d	Diámetro de la molécula huésped
f	Fugacidad
F	Composición global

h	Entalpía
H	Fase hidrato
HC	Hidrocarburo
i	Componente
j	Componente
L	Longitud
L_w	Líquido acuoso
m_{ij}	Coeficientes de interacción binaria para cada componente
N	Número total de componentes en la mezcla
P	Presión
R	Constante universal de los gases
r	Distancia de la molécula huésped medida desde el centro
T	Temperatura
t	Tiempo
v	Volumen molar
V	Fase vapor
W_{ji}	Potencial esféricamente simétrico
x_i	Fracción molar del componente i en la fase líquida
y_i	Fracción molar del componente i en la fase vapor
Z	Fracción molar total
Re	Número de Reynolds
V	Velocidad
V_o	Viscosidad cinemática del gas a condiciones estándar
\bar{V}	Velocidad promedio

A Área transversal

m Flujo molar

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	
ABSTRACT	
INTRODUCCIÓN	17
CAPÍTULO 1	
1. TUBERÍAS, FLUIDOS Y MECÁNICA DE FLUIDOS	19
1.1 Definición de tuberías	19
1.2 Flujo en tuberías	21
1.2.1 Definición y tipos de fluidos	21
1.3 Fundamentos de mecánica de fluidos	23
1.3.1 Efectos de la fricción	23
1.3.2 Viscosidad	23
1.3.3 Tipos de fluidos	24
1.3.4 Número de Reynolds	25
1.4 Definición de los factores de fricción	28
1.5 Modelos de flujo de fluidos en tuberías	30
CAPÍTULO 2	
2. HIDRATOS, ESTABILIDAD Y MODELAMIENTO DE LA PREDICCIÓN DE FORMACIÓN DE HIDRATOS DE METANO	33
2.1 Estabilidad de los hidratos	33
2.2 Modelamientos empíricos para la predicción de hidratos de gas natural	33
2.2.1 Modelos dependientes de la gravedad específica	34
2.2.1.1 Modelo de Berge	34
2.2.1.2 Modelo de Sloan	34
2.2.1.3 Modelo de Motiee	35
2.2.2 Modelos independientes de la gravedad específica	35
2.2.2.1 Modelo de K-valores	35
2.2.2.2 Modelo de Mcleod-Campbell	37
2.2.3 Modelos empíricos no composicionales	37
2.2.3.1 Modelo de Hammerschmidt	37

CAPÍTULO 3

3. FORMACIÓN DE HIDRATOS EN TUBERÍAS	38
3.1 Modelo termodinámico	38
3.2 Fases involucradas	38
3.2.1 Fase hidrato (H)	38
3.2.2 Fase líquida acuosa (L_w)	40
3.2.3 Fase vapor (V)	41
3.3 Ecuación de estado generalizada	41
3.4 Ecuación de estado de Peng-Robinson (1976)	42
3.5 Modelo mecanístico basado en la velocidad promedio para determinar la distribución de presiones y temperatura	43
3.6 Modelo de transferencia de calor	46
3.6.1 Transferencia de calor en el pozo	47
3.6.2 Transferencia de calor en un tubo rodeado por aire o agua.	48
3.6.3 Transferencia de calor en una tubería enterrada	48
3.6.4 Transferencia de calor en una tubería cubierta	49

CAPÍTULO 4

4. POTENCIAL DE FORMACION DE HIDRATOS	
4.1 Potencial de formación de hidratos de metano tipo I en tuberías	50
4.2 Algoritmo de cálculo para la predicción del potencial de formación de hidratos de metano tipo I en tuberías	51
4.3 Algoritmo de calculo para la estimación de presiones de formación incipiente de hidratos	54
4.4 Algoritmo para los cálculos flash del equilibrio liquido-vapor	55

CAPÍTULO 5

5. ESTRUCTURA Y MANUAL DE LA HERRAMIENTA DE CÓMPUTO	
5.1 Detalle del programa	58
5.2 Manual del usuario	61

CAPÍTULO 6

6. Validación de resultados

6.1 Validación con artículos técnicos

65

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Sistema de simulación y su código.

Anexo 2. Caso de estudio y reporte final.

LISTAS DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. <i>Tuberías de producción</i>	19
Figura 2. <i>Tipos de tuberías en la producción de hidrocarburos</i>	21
Figura 3. <i>Flujo laminar</i>	24
Figura 4. <i>Flujo turbulento</i>	24
Figura 5. <i>Flujo parcialmente turbulento</i>	25
Figura 6. <i>Flujo totalmente turbulento</i>	25
Figura 7. <i>Factor de fricción de Fanning</i>	32
Figura 8. <i>Esquema de flujo en un segmento de la tubería</i>	44
Figura 9. <i>Transferencia de calor en el pozo</i>	48
Figura 10. <i>Transferencia de calor en tubería cubierta</i>	49
Figura 11. <i>Algoritmo del cálculo para la predicción del potencial de formación de hidratos de metano tipo I en tuberías</i>	53
Figura 12. <i>Diagrama de cálculo para las presiones de formación incipiente de hidratos de metano</i>	55
Figura 13. <i>Esquema general: título</i>	58
Figura 14. <i>Esquema general: parametros de entrada</i>	59
Figura 15. <i>Esquema General: opciones</i>	60
Figura 16. <i>Vista del archivo</i>	61
Figura 17. <i>Pantalla de configuración</i>	61

Figura 18. Configuración del nombre y organización	62
Figura 19. Instalación de archivos para el simulador	62
Figura 20. Barra de dirección	63
Figura 21. Presentación del programa “Sistema de Simulación”	63
Figura 22. Digitalización de datos	64
Figura 23. Potencial de formación de hidratos de metano usando el modelo de Panhandle A	66
Figura 24. Potenciales de formación de hidratos de metano usando el modelo de Panhandle B	66
Figura 25. Potencial de formación de hidratos de metano usando el modelo IGT67	
Figura 26. Potenciales de formación de hidratos de metano usando el modelo Weymouth	67
Figura 27. Potenciales de formación de hidratos de metano usando el “Sistema de simulación”	68
Figura 28. Superposición Panhandle A con el “Sistema de simulación”	69
Figura 29. Superposición Panhandle B con el “Sistema de simulación”	69
Figura 30. Superposición IGT con el “Sistema de simulación”	70
Figura 31. Superposición Weymouth con el “Sistema de simulación”	70

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. <i>Valores de rugosidad de varios materiales</i>	28
Tabla 2. <i>Propiedades y parámetros del hidrato de referencia</i>	39
Tabla 3. <i>Parámetros de Kihara optimizados por Sloan</i>	40
Tabla 4. <i>Datos para la tubería con formación de hidratos de metano</i>	65
Tabla 5. <i>Comparación de los potenciales de formación de hidrato de metano con base en la ecuación de Peng Robinson.</i>	71

RESUMEN

Durante el proceso de transporte de hidrocarburos por medio de oleoductos y gasoductos, las empresas comercializadoras de hidrocarburos han encontrado que a ciertas condiciones de presión y temperatura, a lo largo de los ductos, se presentan taponamientos por la formación de hidratos de gas, lo que ocasiona retraso en la entrega del producto y eleva los costos operacionales; por lo tanto, predecir la posibilidad de formación de hidratos a lo largo de las tuberías se ha vuelto un tópico muy importante a medida que el requerimiento de gas natural se ha incrementado.

El fenómeno de taponamiento de gasoductos a causa de la formación de hidratos representa un problema para la industria del gas natural, ya que pone en riesgo la seguridad de las operaciones de producción y puede ocasionar sustanciales pérdidas económicas.

Este documento presenta el modelamiento para la predicción del potencial de formación de hidrato de metano TIPO I a lo largo de un ducto, en función de los parámetros de presión, temperatura y la mecánica de los fluidos resultante del transporte y la composición del fluido transportado.

Para predecir los problemas concernientes a los hidratos de gas, es necesario entender los mecanismos implicados en su formación, así como contar con modelos confiables capaces de simular las condiciones asociadas a las cuales se pueden presentar los hidratos de metano.

Se presenta el modelamiento para la predicción del potencial de formación de hidrato de metano tipo I a lo largo de un ducto, en función de la presión, la temperatura, la mecánica de los fluidos y la composición del fluido transportado. El programa "Sistema de Simulación" permite calcular el potencial de formación de hidratos de metano tipo I en tuberías, mediante la utilización del método mecanístico, a partir de las condiciones físicas y termodinámicas del sistema. El programa diseñado también genera gráficos de potencial de formación de hidratos de metano tipo I en función de la longitud de la tubería, permitiendo monitoreos periódicos de las tuberías, con el objeto de tomar las decisiones apropiadas en un tiempo prudente.

ABSTRACT

During the transport of oil through pipelines, oil marketing companies have found that certain conditions of pressure and temperature along the pipelines, blockages occur by the formation of gas hydrates, which causes delay in product delivery and increases operational costs, therefore, predict the possibility of hydrate formation along pipelines has become a very important topic as the requirement of natural gas has increased.

The phenomenon of pipeline plugging due to hydrate formation is a problem for the natural gas industry and threatening the safety of production operations and may cause substantial economic losses.

This paper presents the modeling for predicting the potential for formation of methane hydrate TYPE I along a pipeline, in function of the parameters pressure, temperature and the resulting fluid mechanics and transport of the conveyed fluid composition.

To predict problems concerning gas hydrates, it is necessary to understand the mechanisms involved in their training and have reliable models capable of simulating the conditions attached which may occur methane hydrates.

Shows the modeling for predicting the potential for formation of methane hydrate type I along a pipeline, in function of pressure, temperature, fluid mechanics and composition of the fluid being conveyed. The "System Simulation" to calculate the potential of methane hydrate formation in pipelines type I, using mechanistic method, from the physical and thermodynamic properties of the system. The program also generates graphs designed potential of methane hydrate formation in type I according to the length of the pipe, allowing periodic monitoring of the pipes in order to make appropriate decisions in a timely manner.

INTRODUCCIÓN

Los hidratos son compuestos parecidos al hielo, que se forman cuando especies como el metano o incluso moléculas más grandes como el n-pentano, son puestas en contacto con agua a bajas temperaturas y altas presiones. Las moléculas del agua unidas forman una estructura semejante a un enrejado que permite a algunas moléculas, denominadas huésped, introducirse en las cavidades del enrejado sin formar parte del mismo. Las moléculas de agua, también llamadas anfitrionas, se encuentran unidas mediante enlaces de hidrógeno, mientras que las moléculas huésped se unen a las moléculas anfitrionas a través de fuerzas de van der Waals. La red de moléculas de agua es meta-estable y no puede existir sin al menos una ocupación parcial de sus cavidades por moléculas huésped.

El número de moléculas de gas por moléculas de agua en la fase hidrato está determinado por las condiciones de presión y temperatura a las cuales se forman. Por esta razón se dice que los hidratos son compuestos no estequiométricos. En general, la formación de hidratos es favorecida por bajas temperaturas y altas presiones. A condiciones estándar, el rendimiento de gas almacenado en el hidrato es de aproximadamente 170 m^3 de gas por m^3 de hidrato. Este hecho proporciona una idea clara del potencial de los hidratos como fuente energética.

A partir de la experiencia de que los hidratos bloquean las líneas de transmisión del gas, se realizaron numerosos estudios para comprender las características, propiedades físicas y químicas de estos compuestos, y así poder controlar eficazmente la posible formación de los mismos; estudios relacionados con las condiciones de formación de los hidratos de gas, la predicción de las mismas, su prevención y la inhibición, han traído como consecuencia la creación de programas para computadoras capaces de obtener datos de las temperaturas y presiones a las cuales se forman los hidratos de gas, así como también variar la composición del gas, con una exactitud bastante aceptable y de fácil manejo para los ingenieros de campo.

Los hidratos se manifiestan de forma negativa durante el transporte de gas húmedo a través de tuberías. Los hidratos pueden llegar a bloquear las líneas de transmisión o simplemente ensuciar y afectar la operación de equipos tales como intercambiadores de calor, válvulas y expansores. Para evitar la formación de hidratos en las tuberías se pueden seguir varias estrategias tales como la remoción del agua, inyección de inhibidores termodinámicos o cinéticos que minimicen la formación del hidrato, o bien modificar las condiciones de presión y

temperatura de operación en el proceso. Algunas de las alternativas pueden ser prácticamente imposibles por razones económicas y operacionales.

En este trabajo se desarrollará un programa computacional que sea capaz de predecir el potencial de formación de hidratos tipo I en tuberías, mediante la utilización del modelo mecanístico, culminando en la construcción de perfiles del potencial versus longitud. El programa también tendrá la capacidad de realizar cálculos del número de Reynolds, factor de fricción, propiedades promedio tales como la densidad, la velocidad, la pérdida de entalpía, propiedades a la salida del sistema como la temperatura, presión, presión incipiente del hidrato y la entalpía.

CAPÍTULO 1

1. TUBERÍAS

1.1 DEFINICION DE TUBERÍAS

Las tuberías son las formas más comunes, eficientes y económicas de transportar un fluido. Una tubería industrial típica consiste de un tubo a través del cual se transporta el fluido, protegido por una o varias capas aislantes para evitar daños mecánicos, o minimizar la transferencia de energía. El material con que se construye la tubería se puede considerar como la primera capa aislante, aunque su función principal, más que disminuir la transferencia de calor, es evitar la dispersión del fluido. Un tipo de tubería de particular importancia para la industria petrolera es el caso de los tubos concéntricos. En este caso se presentan tres posibilidades para el flujo de masa: a través de la tubería interna, el interespacio o anular formado entre los dos tubos, o entre los dos mencionado anteriormente.

Figura 1. Tuberías de producción



En el proceso de extracción de hidrocarburos tales como petróleo o gas, el transporte se inicia desde el yacimiento mismo, frecuentemente situado alrededor de tres kilómetros en subsuelo. Debido a que la intención primaria es extraer el

petróleo o gas, todos los trabajos de terminación dejan un tubo concéntrico para poder inyectar gas y fluidizar el paso de aceite. Cuando el pozo produce únicamente gas, la producción puede incrementarse haciendo que el gas fluya tanto por el tubo interno como por el anular. Este tipo de tubería se usa a lo largo de toda la perforación. Los trabajos de cementación son realizados a distintas profundidades para proporcionar seguridad y aislamiento térmico durante el aprovechamiento de pozo.¹

Una válvula conocida en la industria como árbol de navidad, es colocada justo sobre la superficie en donde se inicia la perforación. En el caso de plataformas marinas, esta válvula se encuentra en el fondo del mar. A partir de este punto los tubos concéntricos son separados en dos tuberías distintas, el gas es transportado desde esta válvula a la superficie de la plataforma a través de una tubería suspendida en el agua. En la plataforma, el fluido es controlado y enviado a alguna estación de distribución en tierra. Primeramente la tubería está suspendida en el aire, para posteriormente ser de nuevo suspendida en el agua y depositada en el fondo del mar. Estos segmentos de tubería son normalmente cubiertos para evitar accidentes ocasionados por la fauna marina. En algunos casos, la tubería es enterrada totalmente.

Los sistemas de producción de hidrocarburos incluyen esencialmente cinco tipos de tubería clasificadas en (Figura. 2):

- a) Tubería de perforación
- b) Tubos suspendidos en agua (tuberías sumergidas en aguas marinas)
- c) Tubos suspendidos en el aire
- d) Línea cubierta
- e) Línea enterrada

¹ R, VAZQUEZ-ROMAN Predicción de la presión y la temperatura en tuberías

Figura 2. Tipos de tuberías en la producción de hidrocarburos

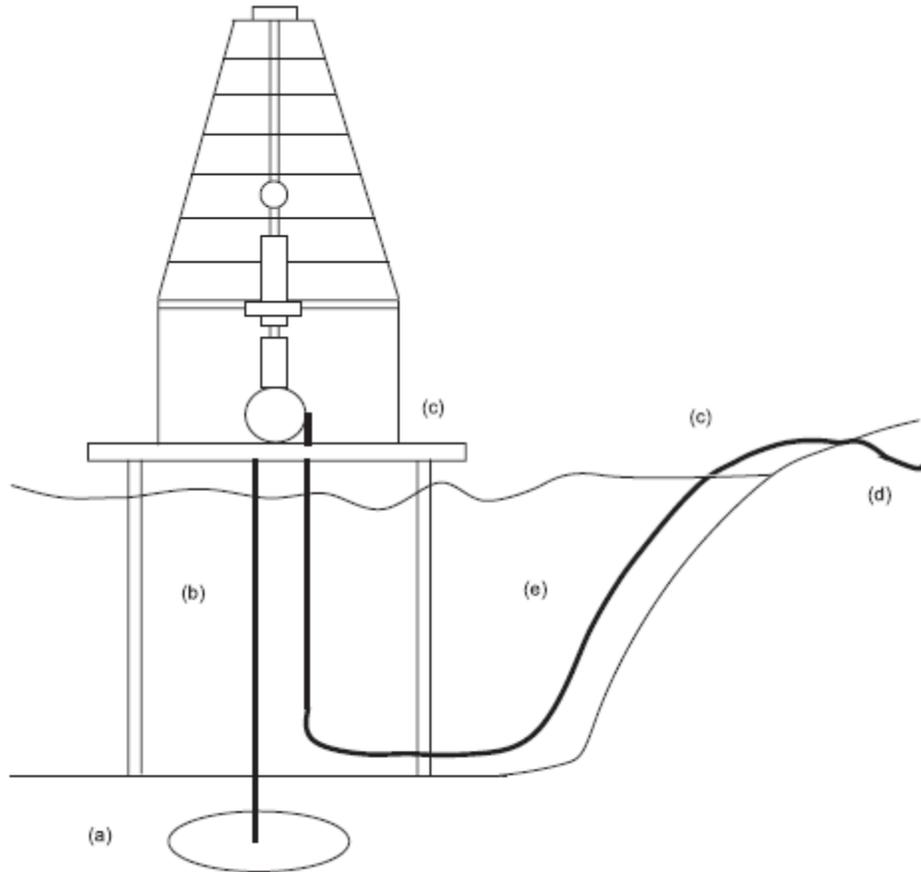


Imagen tomada de la tesis “PREDICCIÓN DE LA FORMACION DE HIDRATOS” de FLORIARINE CASTILLO BORJA; 2001, pág. 47.

1.2 FLUJO EN TUBERÍAS

1.2.1 Definición y tipos de fluidos

Desde el punto de vista del comportamiento mecánico, un fluido es visto como una sustancia que no puede resistir el esfuerzo cortante. Si éste se presenta, el fluido se deforma y continúa deformándose mientras el esfuerzo exista. En este proceso de deformación continua, las diferentes partes del fluido cambian de posición relativa en forma permanente; este movimiento es conocido como flujo. El flujo es

el movimiento de un fluido con respecto a un sistema inercial de coordenadas, generalmente ubicado en un contorno sólido.

El flujo en una tubería o canal se puede determinar mediante una serie de magnitudes físicas, nombradas a continuación:

- Desplazamiento de una partícula de fluido
- Velocidad de una partícula de fluido en un punto del campo de flujo
- Aceleración de una partícula en un punto del campo de flujo

Las magnitudes anteriores pueden permanecer constantes o variar con el tiempo y/o el espacio. Con respecto al espacio, los flujos se clasifican en uniformes (si las cantidades físicas permanecen constantes en el espacio) y no uniformes. Con respecto al tiempo se clasifican en permanentes o estacionarias (si las cantidades físicas permanecen constantes en el tiempo) y no permanentes. Estos cuatro tipos de flujo se combinan, así: ²

- Flujo uniforme permanente: Ninguna de las características del flujo (presión y velocidad) varían en el tiempo y/o espacio.
- Flujo uniforme no permanente: Las características no varían con el espacio pero si con el tiempo. Es muy difícil encontrar este tipo de flujo en la naturaleza, debido a que los cambios deben ocurrir de forma simultánea a todo lo largo de la tubería (la velocidad de la señal tendría que ser infinita).
- Flujo variado permanente: las características del flujo varían con el espacio pero no con el tiempo, existiendo dos subtipos de flujo:
 - Gradualmente variado: Los cambios en las características de flujo (presión y velocidad) son graduales a lo largo de la dirección principal del espacio. Ejemplo, el flujo a través de tubos de Venturi.
 - Rápidamente variado: Los cambios en las características del flujo son abruptos a lo largo de la dirección del espacio. Ejemplo, el flujo a través de válvulas o rotores de bombas (generalmente acompañado de turbulencia).

² **SALDARRIAGA V. JUAN G.** Hidráulica de tuberías. p. 3

- Flujo variado no permanente: las características del flujo varían con el tiempo y el espacio. Debido a que el flujo uniforme no permanente no existe, este nuevo tipo se conoce con el nombre de flujo no permanente. En el caso de tuberías, el flujo no permanente está relacionado con el fenómeno de golpe de ariete.

1.3 FUNDAMENTOS DE MECÁNICA DE FLUIDOS

A continuación se presentan los fundamentos teóricos esenciales relacionados con el comportamiento de flujo de fluidos en tuberías.

1.3.1 Efectos de fricción.

Cuando un fluido fluye a través de una tubería, el flujo es retardado por la fricción de éste con las paredes y por la fricción interna entre las partículas del fluido en movimiento. Como resultado de la fricción en las paredes, el componente promedio de la velocidad en la dirección del flujo de una partícula de fluido es cero en las paredes. Esta velocidad promedio aumenta con la distancia de la pared al centro, siendo máxima en el centro.

1.3.2 Viscosidad.

Es la propiedad del fluido que determina su resistencia al flujo. La viscosidad del gas a temperatura ambiente y a presiones del sistema de distribución es mucho menor que la viscosidad de los líquidos comunes. Por ejemplo, la viscosidad del agua a temperatura ambiente, es aproximadamente 100 veces la del gas natural, a la misma temperatura y a presiones menores de 100 psig (6.8 bar). Un valor representativo para la viscosidad del gas natural a esas condiciones es $7.6 \cdot 10^{-6}$ lbm/pie.seg (105 micropoises), valor que es válido para la mayoría de los sistemas de distribución.

1.3.3 Tipos de fluido.

Osborne Reynolds, que estudio sistemáticamente las condiciones bajo las cuales ocurren los diferentes tipos de flujo de una tubería, inyectó color en el agua que fluía a través de tubo de vidrio y observó el modulo o patrón del filamento colorido aguas abajo, desde el punto de inyección. Reynolds encontró que a velocidades bajas, la partícula del fluido se mueve en una dirección paralela al eje de la tubería. Esto es denominado flujo laminar como se muestra en la figura 3. A altas velocidades, la ruta de las partículas de fluido se vuelve caótica y se forman remolinos a través de la dirección de flujo. Este tipo de fluido se llama turbulento, como se muestra en la figura 4 y ocurre en la mayoría de los sistemas de distribución de gas de máxima demanda.

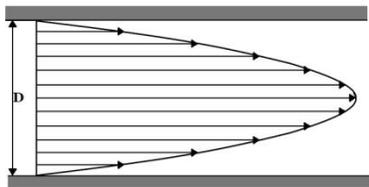


Figura.3 Flujo laminar

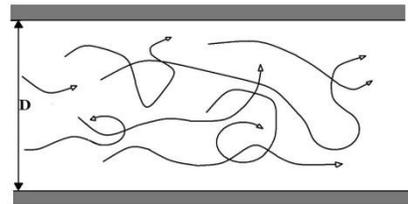


Figura.4 Flujo turbulento

Los resultados de esos experimentos, publicados en 1883, establecieron el número de Reynolds como un indicador del tipo de flujo esperado para unas condiciones de flujo dadas en tubería.

Número de Reynolds hasta 2000, corresponden a flujo laminar. Número de Reynolds por encima de 2000 corresponden a flujos inestables. La transición a turbulento ocurre entre 2000 y 13000.

Cuando se toman las precauciones de eliminar los disturbios en la corriente de fluido y se aísla de vibraciones, el flujo laminar se mantiene para número de Reynolds tan alto como 26000.

Entre 1900 y 1930, Prandtl y sus colaboradores estudiaron el comportamiento del flujo turbulento y desarrollaron una teoría general que es todavía utilizada en la solución de problemas de flujo turbulento. De acuerdo con esta teoría, la transición de laminar a turbulento no es brusca y total. En lugar de eso, el flujo laminar

persiste en una subcapa de fluido próxima a la pared de la tubería. Este flujo es denominado, parcialmente turbulento y es mostrado en la figura 5. Como la velocidad del fluido, y consecuentemente el número de Reynolds aumenta, la subcapa laminar asumida se vuelve muy delgada mientras el corazón del tubo es turbulento y grueso. En tuberías con paredes rugosas, tales como tuberías comerciales, el adelgazamiento de la subcapa asumida continúa hasta que su espesor llega a ser del mismo orden de magnitud que la altura de las proyecciones de la pared de la tubería de la corriente de gas. Cuando se alcanza este punto, puede decirse que la turbulencia se ha desarrollado completamente y el flujo se denomina totalmente turbulento, ver figura 6.



Figura 5. Flujo parcialmente turbulento **Figura 6.** Flujo totalmente turbulento

1.3.4 Número de Reynolds³.

El número de Reynolds, utilizado para definir el régimen de circulación de un gas es un número sin dimensiones, siendo función de la velocidad de circulación, de la masa específica del gas, de su viscosidad, y del diámetro de la tubería. El número se define matemáticamente como:

$$R_e = \frac{DV\rho}{\mu} \text{ Ec. 1.1}$$

Donde:

D: Diámetro interno de la tubería (m)

V: Velocidad del gas (ms^{-1})

ρ : Densidad del gas (kgm^{-3})

³ ROBER L, MOTT,. Mecánica de fluidos aplicada, 4^a ed, Prentice-Hall, p. 222

μ : Coeficiente de viscosidad dinámica (Nsm⁻²)

El número de Reynolds puede calcularse por la fórmula de Kowarski, como sigue:

$$R_e = \frac{3537}{V_o} * \frac{Q}{D} = \tau * \frac{Q}{D} \text{ Ec. 1.2}$$

Donde:

V_o : Viscosidad cinemática del gas a condiciones estándar

Q: Caudal (m³/h)

D: Diámetro de la tubería (mm)

El valor de τ , que depende de la viscosidad cinemática del gas, puede tomarse como:

τ : 16000 para un gas de viscosidad cinemática media (gas de ciudad)

τ : 24300 para el aire

τ : 22300 para el metano y el gas natural

τ : 72000 para el propano

En términos físicos, el número de Reynolds relaciona las fuerzas inerciales con las fuerzas viscosas del flujo, de la siguiente forma:

$$R_e \cong \frac{\text{fuerzas de inercia}}{\text{fuerzas viscosas}}$$

El gas fluyendo tiene velocidad cero en la frontera y el máximo valor de velocidad está dado por la siguiente ecuación:

$$V_{max} = \frac{\Delta P r^2}{4L\mu} \text{ Ec. 1.3}$$

Donde:

ΔP : Caída de presión a lo largo de la tubería (N/m²)

L: Longitud de la tubería (m)

r: Radio de la tubería (m)

μ : Viscosidad (Nsm^{-2})

Puesto que la ecuación (Ec.1.3.) es la ecuación de un paraboloides, el perfil de velocidad para flujo laminar es parabólico.

La tasa de flujo volumétrico Q puede ser determinada como:

$$Q = \frac{\pi \Delta P r^4}{8L\mu} \text{ Ec. 1.4}$$

Y la velocidad promedio como:

$$\bar{V} = \frac{Q}{A} = \frac{\pi \Delta P r^2}{8L\mu} \text{ Ec. 1.5}$$

Donde

\bar{V} : Velocidad promedio

A: Área de la sección transversal de la tubería (m^2)

Para flujo laminar se tiene:

$$\bar{V} = \frac{V_{max}}{2} \text{ Ec. 1.6}$$

En transporte de gas, el régimen de flujo que se presenta en tuberías y accesorios es el turbulento (parcial o totalmente turbulento), consideraciones que se debe tener en cuenta en el desarrollo de ecuaciones particulares para describir el flujo de gas en tuberías.

1.4 DEFINICIÓN DE LOS FACTORES DE FRICCIÓN

Para fluidos newtonianos en una tubería lisa, el análisis dimensional relaciona la caída de presión por fricción por unidad de longitud ($\Delta P/L$), con el diámetro de la tubería (D), densidad (ρ), viscosidad (μ), y la velocidad promedio (V), a través de dos grupos adimensionales, el factor de fricción de Fanning (f) y el número de Reynolds (Re) ecuación 1.1.

$$f = \frac{D \Delta P}{2\rho V^2 L} \text{ Ec. 1.7}$$

Para tuberías lisas, el factor de fricción es función solamente del número de Reynolds. En tuberías rugosas, la relación de rugosidad (ϵ/D) también afecta el factor de fricción.⁴

Existen correlaciones confiables dependiendo del régimen de flujo para la determinación del factor de fricción. Para flujo laminar se usa la ecuación de Hagen-Poiseuille:

$$f = \frac{16}{Re} \quad Re \leq 2100 \text{ Ec. 1.8}$$

Tabla 1. Valores de rugosidad de varios materiales

Tubos elaborados(Bronce, Plomo, vidrio)	0.00152 ϵ
Aceros comerciales o hierro forjado	0.0457 ϵ
Hierro fundido asfaltado	0.122 ϵ
Hierro Galvanizado	0.152 ϵ
Hierro fundido	0.259 ϵ
Acero Remachaso	0.914-9.14 ϵ

(Basada en Moody, *Trans. ASME*, 66, 671-684[1944].)

⁴ PERRY, R., GREEN, D., y MALONEY, J. Perry's Chemical Engineers Handbook, 6a ed. McGraw-Hill Internacional Editions, 1988

La ecuación de Colebrook-White es un método ampliamente usado para predecir el factor volumétrico para tuberías rugosas en el rango de todo el flujo turbulento:

$$\frac{1}{f} = -2.0 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.7} \right) \left(\frac{2.51}{Re f^{0.5}} \right) \quad Ec. 1.9$$

Donde

ε : Rugosidad absoluta de la tubería (ft)

D: Diámetro interno de la tubería (ft)

Re: Número de Reynolds para el flujo.

La ecuación de Colebrook-White no se puede resolver directamente, ya que el factor de fricción aparece en ambos lados de la ecuación. Para estimarla, se requiere de un proceso iterativo. La ecuación (1.9) fue usada para la construcción de las curvas en el régimen de flujo turbulento. *Figura 7.*

Churchill S.W y H. Ozoe⁵ propusieron una ecuación que puede ser usada para números de Reynolds en flujo laminar, transicional, y turbulento, con resultados muy cercanos a $f = 16/Re$, en el régimen laminar y a la fórmula de Colebrook, También arroja valores razonables en el régimen de transición, donde el valor del factor de fricción es incierto:

$$f = 2 \left[\left(\frac{8}{Re} \right)^{12} + \frac{1}{(A + B)^{3/2}} \right]^{1/12} \quad Ec. 1.10$$

Donde

$$A = \left[2.457 \ln \frac{1}{(7/Re)^{0.9} + 0.27\varepsilon/D} \right]^{16} \quad Ec. 1.11$$

⁵ Churchill S.W y H. Ozoe. Correlations for laminar forced convection with uniform heating in flow over a plate and developing flow in a tube. Trans of the ASME, 78-84(1973)

Y

$$B = \left(\frac{37.530}{Re} \right)^{16} \text{ Eq. 1.12}$$

1.5 MODELOS DE FLUJO DE FLUIDO EN TUBERÍAS

Muchos problemas de ingeniería están relacionados con el flujo en ductos (tuberías), como es la distribución del agua potable y residual en una ciudad o el bombeo de los hidrocarburos desde su producción a superficie, así como su distribución en las facilidades de producción hasta su proceso de transporte. El flujo de fluidos en conductos es un término fundamental durante los procesos de producción de la industria, de tal manera que una bomba puede entenderse como el corazón de tales procesos en cuyo caso los ductos y canales que transportan los fluidos son las arterias.

Generalmente, en los problemas de flujo en tuberías se trata de adquirir las distribuciones de presión y temperatura en el fluido para una velocidad volumétrica de flujo. Los cálculos de los gradientes de presión son de gran relevancia en las tuberías que transportan hidrocarburos desde los pozos hasta las refinerías, así mismo la distribución de las temperaturas es significativa cuando se calculan los gradientes de presión en pozos geotérmicos, en pozos con inyección de vapor o en tuberías con gas húmedo o crudo con alto contenido GOR, que atraviesan climas fríos. Las altas presiones y las bajas temperaturas que puedan existir en los casos anteriores implican un alto riesgo de formación de hidratos en las tuberías.⁶

Por otra parte, las distribuciones de presiones y temperatura deben ser resueltas de manera estricta como un solo problema aunque ha sido costumbre trabajarlas de manera separada. El método de análisis transiente de la presión es el más usado para evaluar el comportamiento de pozos y reservorios. En el caso de las tuberías de producción de hidrocarburos, los métodos para predecir el comportamiento de la presión recomendados por la API incluyen: Panhandle A, Panhandle B, IGT, y Weymouth, conocidos como los métodos cortos. De la misma manera se han desarrollado varias soluciones aproximadas para la transferencia

⁶ CASTILLO BORJA, Florianne. Op cit. p. 45

de calor entre el fluido que se mueve dentro de la tubería y el medio ambiente exterior, el cual puede variar entre agua, aire, arena o aislante, para determinar la temperatura final del fluido⁷. Un modelo ha sido desarrollado para calcular la temperatura transitoria (estado inestable) y de estado estable en el pozo, la terminación y la formación de un pozo durante la perforación, la producción y el cierre de éste, mediante la aproximación de diferencias finitas, al mismo tiempo que resuelven todas las ecuaciones de transferencia de calor (1992)⁸. Hasan y Kabir incorporan una nueva solución de la ecuación de difusión térmica y el efecto de ambos conductores y el transporte de calor por convección para el sistema de pozo / formación (1994).⁹

Existen también algunos intentos por resolver simultáneamente los perfiles de presión y temperatura usando modelos mecánicos. Sin embargo, parece ser que la mayoría de estos modelos terminan simplificando el cálculo de las propiedades termodinámicas al suponer comportamientos de ideales y factores de compresibilidad constantes. Vásquez⁸ presenta un modelo mecánico basado en el promedio aritmético de la velocidad del fluido a la entrada y a la salida de la tubería. De esta forma, el modelo modifica el conjunto de ecuaciones diferenciales-algebraicas en un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales.

⁷ **R, VAZQUEZ-ROMAN**, A model base don average velocity for gas production pipes simulation. Comp. Chem. Eng. 22(1998), 307 314.

⁸ **MARSHALL, TR, LIE, OH, BAKER JARDINE Y ASSOCS. INC.** A Thermal Transient Model of Circulating Wells: 1. Model Development. SPE 1992

⁹ **HASAN, A.R, U. of NORTH DAKOTA; KABIR, C.S, CHEVRON PETROLEUM TECHNOLOGY CO.** Aspects of Wellbore Heat Transfer During Two-Phase Flow. SPE 1994, 211 216

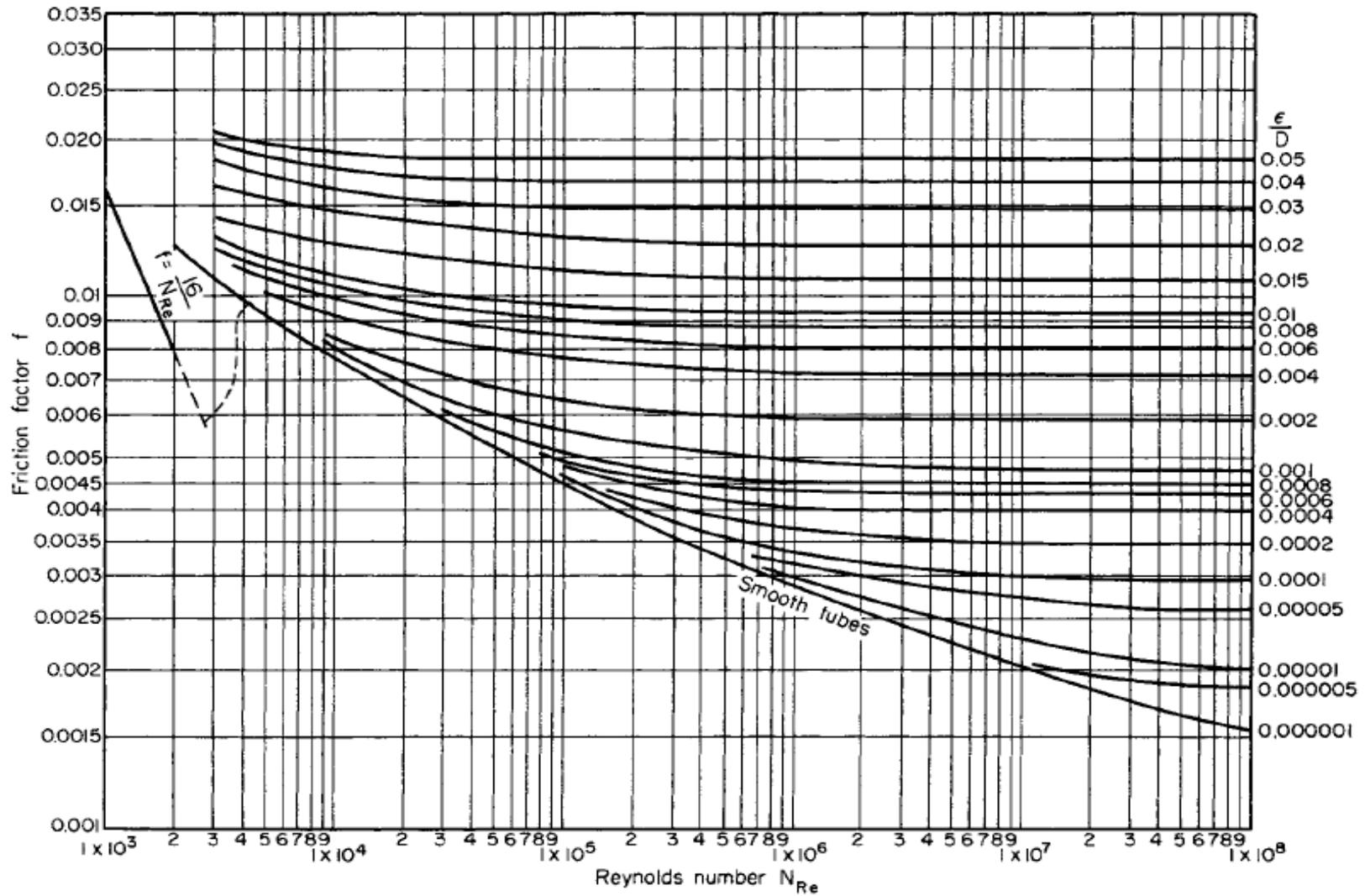


Figura 7. Factor de fricción de Fanning. (Basado en Moody, Trans. ASME, 66, 671[1944].)

CAPÍTULO 2

2. ESTABILIDAD Y MODELAMIENTO DE LA PREDICCIÓN DE FORMACIÓN DE HIDRATOS DE METANO

2.1 ESTABILIDAD DE LOS HIDRATOS DE GAS¹⁰

Los hidratos de gas no solamente existen en las condiciones de aguas frías y profundas de los fondos marinos. En el Golfo de México se ha observado la presencia de hidratos desde aguas poco profundas, con temperaturas de hasta 20 °C, hasta más de 2000 metros de profundidad. La composición química de los gases de los hidratos juega un papel importante en la estabilidad de éstos. Por ejemplo, un porcentaje de etano permite la existencia de hidratos a más baja presión y mayor temperatura que los hidratos que contienen solamente metano. Con 10% de etano en la mezcla de gas, los hidratos son estables a 6 atmósferas de presión (aproximadamente 60 metros de columna de agua) y 6°C de temperatura, mientras que los hidratos de metano puro son estables solamente a presiones superiores a 40 atmósferas (aproximadamente 400 metros de columna de agua).

La altura a la cual se encuentra la base de los hidratos de gas aumenta al incrementarse la profundidad del agua. De esta manera, estimando la presión en un área determinada y el gradiente de temperatura, es posible estudiar el régimen de estabilidad de los hidratos de gas en función de la profundidad.

2.2 *MODELOS EMPÍRICOS PARA LA PREDICCIÓN DE HIDRATOS DE GAS NATURAL*¹¹

Los modelos composicionales dependen directamente de la composición del gas puro o mezcla de gases a tratar. Se clasifican como dependientes e independientes de la gravedad específica.

¹⁰ **GONZÁLEZ PACHECO**, Eduardo. Op cit., p. 4

¹¹ (V. NARDONE, 2009).

2.2.1 MODELOS DEPENDIENTES DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA

Los modelos empíricos composicionales dependientes de la gravedad específica son los modelos desarrollados por Berge (1986), Sloan (Kobayashi *et al.* 1987), y Motiee (1991).

2.2.1.1 Modelo de Berge (1986):

Se distinguen dos ecuaciones explícitas en temperatura según el rango de gravedad específica de la mezcla gaseosa. Se recomienda la aplicación de ambas ecuaciones para temperaturas comprendidas entre 273.2 y 299.8 K y presiones entre 276 y 30337 kPa.

Para gravedad específica entre 0.555 y 0.579:

$$T = -96.03 + 25.37 \cdot \ln P - 0.64 \cdot (\ln P)^2 + \left(\frac{\gamma_g - 0.555}{0.025} \right) \cdot [80.61 \cdot P + 96.03 - 25.37 \cdot \ln P + 0.64 \cdot (\ln P)^2] \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Para gravedad específica entre 0.580 y 1.000:

$$T = \left[80.61 \cdot P - 2.1 \times 10^4 - \frac{1.22 \times 10^3}{\gamma_g - 0.535} - \left(1.23 \times 10^4 + \frac{1.71 \times 10^3}{\gamma_g - 0.509} \right) \right] \cdot \left[P + 260.42 + \frac{15.18}{\gamma_g - 0 - 553} \right]^{-1} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

2.2.1.2 Modelo de Sloan (Kobayashi *et al.* 1987):

Se basa en el ajuste de quince constantes determinadas por medio de una regresión de los datos experimentales. La ecuación aplicada varía con la presión, temperatura y composición de la mezcla a tratar. Los rangos de aplicación recomendados para este método son: temperaturas comprendidas entre 274.3 y

288.7 K, presiones entre 448 y 1034 kPa y gravedades específicas entre 0.552 y 0.900.

$$T = 1/[C_1 + C_2 \cdot \ln P + C_3 \cdot \ln \gamma_g + C_4 \cdot (\ln P)^2 + C_5 \cdot \ln P \cdot \ln \gamma_g + C_6 (\ln \gamma_g)^2 + C_7 \cdot (\ln P)^3 + C_8 \cdot \ln \gamma_g \cdot (\ln P)^2 + C_9 (\ln \gamma_g)^2 \cdot \ln P + C_{10} (\ln \gamma_g)^3 + C_{11} \cdot (\ln P)^4 + C_{12} \cdot \ln \gamma_g \cdot (\ln P)^3 + C_{13} (\ln \gamma_g)^2 \cdot (\ln P)^2 + C_{14} (\ln \gamma_g)^3 \cdot \ln P + C_{15} (\ln \gamma_g)^4] \quad (\text{Ec. 2.3})$$

2.2.1.3 Modelo de Motiee (1991):

Este modelo requiere del ajuste de seis constantes a través de una regresión similar a la desarrollada para el modelo de Sloan (Kobayashi *et al.* 1987). El mismo es aplicable para temperaturas mayores a 288,7 K, presiones mayores a 14 MPa y gravedades específicas menores a 0,650.

$$T = b_1 + b_2 \cdot \log P + b_3 \cdot (\log P)^2 + b_4 \cdot \gamma_g + b_5 \cdot \gamma_g^2 + b_5 \cdot \gamma_g \cdot \log P \quad (\text{Ec. 2.4})$$

2.2.2 MODELOS INDEPENDIENTES DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA

A continuación se presentan correlaciones, que a diferencia de las mencionadas anteriormente, dependen únicamente de la presión y de la temperatura; estas condiciones son más precisas que las dependientes de la gravedad específica que se basan en cartas, ya que han sido obtenidas a partir de estudios más significativos y profundos.

2.2.2.1 Modelo de K-valores (Carson & Katz, 1942):

Fue uno de los primeros modelos empíricos y fue desarrollado por Carson & Katz en 1942. Supone que la unidad básica del hidrato es una solución sólida, por lo que emplea la constante de equilibrio sólido-vapor para predecir las condiciones de presión y temperatura a las que el hidrato se forma. Es aplicable a mezclas de gases a presiones menores de 7 MPa.

La constante de equilibrio sólido-vapor para el componente i se define como:

$$K_{i(V-S)} = \frac{y_i}{x_{i(S)}} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

La constante del equilibrio sólido-vapor puede ser estimada de forma empírica de la siguiente manera:

Para el metano:

$$K_{VS-C1} = 1.0 - \left(\frac{0.014 + 15.38}{P} \right) \cdot [54.81 - 21.37 \cdot \ln(P) + 2.95 \cdot (\ln P)^2] + \left(\frac{0.014 + 15.38}{P} \right) \cdot T \quad (\text{Ec. 2. 6})$$

Si K_{VS-C1} es mayor a 1, se aplica la siguiente ecuación

$$K_{VS-C1} = \frac{1.01 + 9.31}{T} - \frac{1614.16}{T^2} + \frac{625.57 - 3.31 \cdot T + 0.023 \cdot T^2}{P} + \frac{-3.79 \times 10^4 + 2.09 \times 10^6}{T} - \frac{9.82 \times 10^7}{T^2} + \frac{1.54 \times 10^9}{T^3} \quad (\text{Ec. 2. 7})$$

Una vez obtenido el valor de las constantes de equilibrio sólido-vapor de todos los componentes presentes en la mezcla y despejando de la **Ec. 2.5**, se obtiene que:

$$\sum_{i=1}^N x_{i(S)} = \sum_{i=1}^N \frac{y_i}{K_{i(V-S)}} = 1 \quad (\text{Ec. 2. 8})$$

Al cumplirse la igualdad se obtiene la temperatura de formación del hidrato predicha por este modelo.

2.2.2.2 Modelo de McLeod-Campbell (1961):

McLeod y Campbell desarrollaron un procedimiento empírico que puede ser utilizado para obtener estimados rápidos y exactos de temperaturas de formación de hidratos cuando las presiones se encuentran entre 41 MPa y 689 MPa. Esta correlación está basada en una modificación de la ecuación de Clapeyron para describir la energía de transición de fases en ese mismo rango de presión.

$$T = A \cdot C'^{0.5} \quad (\text{Ec. 2. 9})$$

$$C' = \sum y_i \cdot C_i \quad (\text{Ec. 2. 10})$$

Las constantes dependientes de la composición fueron halladas mediante un ajuste de regresión al igual que para los modelos de Sloan (Kobayashi *et al.* 1987) y Motiee (1991).

2.2.3 MODELOS EMPÍRICOS NO COMPOSICIONALES

Los modelos no composicionales no dependen directamente de la composición del gas puro o mezcla de gases a tratar. En este trabajo se presenta el modelo propuesto por Hammerschmidt (1934).

2.2.3.1 Modelo de Hammerschmidt (1934):

Esta correlación es una de las más sencillas y puede ser empleada para obtener un primer estimado de las condiciones de formación de hidratos de gas natural. Se obtienen mejores resultados en sistemas con valores bajos de presión y temperatura, así como gravedades específicas menores a 0,555.

$$T = 8.9 \cdot P^{0.285} \quad (\text{Ec. 2. 11})$$

Para determinar la temperatura de formación se aplica la *Ec. 2.11*, una vez conocida la presión de formación.

CAPÍTULO 3

3. FORMACIÓN DE HIDRATOS EN TUBERÍAS

Las tuberías son las unidades de proceso más usadas en las operaciones de producción de gas y petróleo. Predecir la posibilidad de formación de hidratos a lo largo de las tuberías se ha vuelto un tópico muy importante a medida que el requerimiento de gas natural se ha incrementado y existe la posibilidad de obstrucción de las líneas cuando los fluidos que transportan contienen agua.

3.1 MODELO TERMODINÁMICO

Para cualquier sustancia, sea pura o mezcla, todas las propiedades termodinámicas de interés en un equilibrio de fases pueden ser calculadas a través de mediciones térmicas o volumétricas. Sin embargo estas mediciones pueden ser muy costosas o difíciles de obtener, razón por la cual existen las ecuaciones de estado que permiten calcular las propiedades termodinámicas a partir de variables medibles como el volumen y la temperatura

La descripción de las fases involucradas en el equilibrio fase acuosa-vapor-hidrato requiere la determinación de las fugacidades de cada uno de los componentes en la mezcla. La combinación de ecuaciones de estado cúbicas con modelos de solución ha sido frecuentemente utilizada, en este trabajo se utiliza la ecuación de Peng y Robinson que se incorpora de forma simple con otras ecuaciones.

3.2 FASES INVOLUCRADAS

3.2.1 Fase hidrato (H)¹²

Las ecuaciones fundamentales para la predicción del comportamiento termodinámico de los hidratos fueron derivadas por van der Waals y Platteeuw en 1959. Su teoría combina la termodinámica estadística con la teoría clásica de adsorción y es útil para describir la fugacidad del agua en la fase hidrato f_w^{β} . También utiliza como estado de referencia una condición hipotética en la cual se

¹² CASTILLO BORJA, Florianne. Op cit. p. 31

supone que el enrejado formado por el agua no contiene ninguna molécula huésped; obviamente esto implica que se trata de agua pura y no de hidrato. Así se tiene:

$$f_w^H = f_w^\beta \exp\left(-\frac{\Delta\mu_w^{\beta-H}}{R_g T}\right) \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Para calcular la fugacidad del agua en la fase hidrato es necesario especificar los parámetros del potencial de Kihara, $\sigma_j, \frac{\epsilon_j}{k}$ y a_j , para las especies huésped j , así como los parámetros del hidrato de referencia $\Delta\mu_w^0, \Delta h_w^0, \Delta v_w^{\beta-L^0}, \Delta C p_w^0$ y b . Se han determinado una gran diversidad de parámetros de referencia y, para varios conjuntos de ellos, se han optimizado los parámetros de Kihara con el fin de encontrar el mejor ajuste a los datos experimentales de disociación de hidratos, de tal manera que todos los parámetros están relacionados entre sí y sería incorrecto usar unos parámetros de Kihara con parámetros de referencia diferentes a los que se usaron durante su optimización.

En las **Tabla 2** y **Tabla 3** se muestran los parámetros de referencia que se usaron durante el desarrollo de este trabajo y sus respectivos parámetros de Kihara para diversas especies huésped formadoras de hidratos.

Tabla 2. Propiedades y parámetros del hidrato de referencia

PROPIEDADES	ESTRUCTURA I	ESTRUCTURA II
$\Delta\mu_w^0$ (J/mol)	1264	883
Δh_w^0 (J/mol)	1389	1025
$\Delta v_w^{\beta-L^0}$ (cm ³ /mol)	4.6	5.0
$\Delta C p_w^0$ (J/mol – K)	-38.12	
b (J/mol – K ²)	0.141	

Fuente: CASTILLO BORJA, Florianne. Predicción de Formación de Hidratos. Trabajo de Grado. 2001. p. 32. Citado en Noviembre de 2010.

3.2.2 Fase líquida acuosa (L_w)¹³

Modelar una fase líquida que contiene solutos disueltos en agua con muy poca solubilidad y a unas condiciones de presión y temperaturas cercanas a las condiciones de formación de hidratos es un problema muy serio. Ha sido práctica común en varios trabajos, calcular la solubilidad de las especies huésped en la fase líquida acuosa usando la expresión de Krichevsky y Kasarnovsky. Esta forma de cálculo desafortunadamente dificulta el análisis de estabilidad de las fases y puede resultar en graves problemas de convergencia debido a la igualdad que debe presentar para que el equilibrio se lleve a cabo [Avlonitis, D y Varotsis].

La fugacidad de los componentes en la fase acuosa está expresada por:

$$f_j^{Lw} = x_j \phi_j^{Lw} P \text{ (Ec. 3. 2)}$$

Donde x_j es la fracción molar y ϕ_j^{Lw} es el coeficiente de fugacidad del componente j en la fase líquida.

Tabla 3. Parámetros de Kihara optimizados por Sloan usando los parámetros de referencia de la **Tabla 2**.

Componente	$\sigma(\text{Å})$	$\epsilon/k \text{ (K)}$	$a(\text{Å})$
Metano	3.1650	154.54	0.3834
Etano	3.2641	176.40	0.5651
Propano	3.3093	203.31	0.6502
i-Butano	3.0822	225.16	0.8706
n-Butano	2.9125	209.00	0.9379
Acido Sulfhídrico	3.1530	204.85	0.3600
Nitrógeno	3.0124	125.15	0.3526
Dióxido de Carbono	2.9818	168.77	0.6805

Fuente: CASTILLO BORJA, Florianne. Predicción de Formación de Hidratos. Trabajo de Grado. 2001. p. 33. Citado en Noviembre de 2010

¹³ CASTILLO BORJA, Florianne. Op cit. p. 32

3.2.3 Fase vapor (V)¹⁴

Las fugacidades de los componentes en la fase vapor son calculadas usando la siguiente expresión:

$$f_j^V = y_j \phi_j^V P \text{ (Ec. 3.3)}$$

Donde y_j es la fracción molar y ϕ_j^V es el coeficiente de fugacidad del componente j en la fase vapor.

El coeficiente de fugacidad es calculado con la misma ecuación de estado usada para la fase líquida acuosa. Cualquier ecuación puede ser usada, siendo las de Peng-Robinson y (PR) Soave-Redlich-Kwong (SRK) las más usadas en el cálculo de equilibrio de fases de sistemas con formación de hidratos.

3.3 Ecuación de estado generalizada¹⁵

Las ecuaciones de estado cúbicas basadas en la ecuación de van der Waals se han distinguido por su rapidez y precisión para cálculos ingenieriles. La misma ecuación de estado puede utilizarse tanto para modelar la fase gaseosa como la fase líquida y para condiciones de altas y bajas presiones, además de facilitar la implementación de un análisis de estabilidad.

En el desarrollo de este trabajo, el cálculo de las propiedades termodinámicas de los fluidos que forman hidratos se realiza a través de un algoritmo cuya base de cálculo parte de la ecuación de estado cúbicas de Peng-Robinson, la cual se utilizan para modelar la fase líquido acuoso-vapor, y guardan precisión con los cálculos de la fase hidrato.

¹⁴ CASTILLO BORJA, Florianne. Op cit. p. 33

¹⁵ CASTILLO BORJA, Florianne. Op cit. p. 36

3.4 Ecuación de estado de Peng-Robinson (1976)¹⁶

La ecuación de estado de Peng-Robinson es:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a_T}{V(V+b)+b(V-b)} \quad (Ec. 3.4)$$

Los valores de los coeficientes para los componentes individuales son calculados como:

$$b_j = 0.07780 \frac{RT_{cj}}{P_{cj}} \quad (Ec. 3.5)$$

Y

$$a_{Tj} = a_{cj} \alpha_j \quad (Ec. 3.6)$$

Donde:

$$a_{cj} = 0.45724 \frac{R^2 T_{cj}^2}{P_{cj}} \quad (Ec. 3.7)$$

$$\alpha_j^{0.5} = 1 + (0.37464 + 1.5422\omega_j - 0.26992\omega_j^2)(1 - T_{rj}^{0.5}) \quad (Ec. 3.8)$$

La ecuación de Peng-Robinson puede describirse como:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (Ec. 3.9)$$

Donde:

$$A = \frac{a_T P}{R^2 T^2} \quad (Ec. 3.10)$$

Y

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (Ec. 3.11)$$

¹⁶STRYJEK, R.; VERA, J.H –An improved Peng-Robinson equation of state for pure compounds and mixtures. Canadian Journal of Chemical Engineering, v.64, n. 2, p. 323-333, 1986a

El coeficiente de fugacidad puede ser calculado como:

$$\ln\Phi_j = \frac{1}{RT} \int_{\infty}^V \left[\frac{RT}{V} - \left(\frac{\partial P}{\partial n_j} \right)_{T,V,n_j} \right] dV - \ln z \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Combinando la ecuación de Peng-Robinson con la **Ec. 3.9**, se determina la ecuación para el coeficiente de fugacidad de cada componente.

$$\ln\Phi_j = -\ln(z - B) + (z - 1)B'_j - \frac{A}{2^{1.5}B} (A'_j - B'_j) \ln \left[\frac{z + (2^{0.5} + 1)B}{z - (2^{0.5} - 1)B} \right] \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Se calcula la fugacidad hasta que $f_{gi} = f_{li}$ que es donde se obtiene el equilibrio, para ello se utilizan las **Ec. 3.2** y **3.3**.

3.5 MODELO MECANÍSTICO BASADO EN LA VELOCIDAD PROMEDIO PARA DETERMINAR LA DISTRIBUCION DE PRESIONES Y TEMPERATURA¹⁷

El modelo mecanístico de la velocidad promedio fue usado para simular varios tipos de tubería como las que existe en la producción de hidrocarburos.¹⁸

El modelo está restringido a los efectos macroscópicos de un flujo unidimensional y se enfoca en las características globales del movimiento dentro de la tubería; es decir, sin interés en la estructura detallada del campo de flujo. Se asume que los fluidos encontrados en la producción de gas actúan como fluidos newtonianos, (aquellos que satisfacen la ley de Newton de la viscosidad). El modelo supone un fluido newtoniano con una velocidad másica \dot{m} , que atraviesa un segmento de tubería de longitud L, con un diámetro D, e inclinada un ángulo θ respecto al plano horizontal, como se muestra esquemáticamente en la figura 8. El modelo considera que las propiedades termodinámicas del fluido cambian con la posición a lo largo de la dirección de flujo, pero se mantienen constantes en toda la sección transversal de la tubería. Además supone que la tubería es lo suficientemente uniforme para considerar que los diámetros interno y externo se mantienen constantes en la tubería.

¹⁷ **R, VAZQUEZ-ROMAN**, A model based on average velocity for gas production pipes simulation. Comp. Chem. Eng. 22(1998), 307-314

¹⁸ **CASTILLO BORJA**, Florianne. Op cit. p. 46

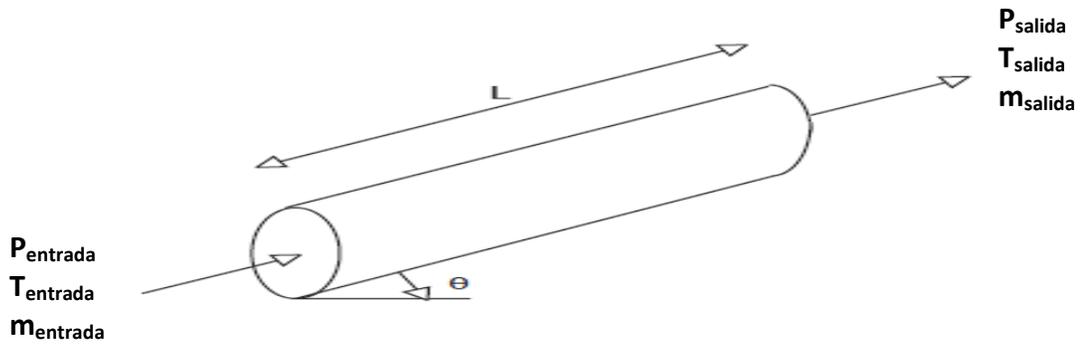


Figura 8. Esquema de flujo en un segmento de tubería.

De esta manera, si se considera como sistema al fluido que circula en una tubería, entonces las ecuaciones que gobiernan las distribuciones de presión y temperatura del fluido están basadas en los balances de masa, momento y energía aplicados al fluido.

El balance de momento se obtiene al aplicar la primera ley de Newton al flujo, en un segmento de tubería como se representa en la figura 8. Suponiendo estado estable, es decir despreciando cualquier término de acumulación, el balance de momento se reduce a:

$$\frac{dP}{dL} = -\rho g \sin \theta - \frac{f \rho v^2}{D} - \rho v \frac{dv}{dL} \quad \text{Ec. 3.14}$$

Donde ρ es la densidad del fluido, g es la aceleración debida a la gravedad, f es el factor de fricción de Moody el cual es 4 veces mayor que el factor de fricción de Fanning y v es la velocidad del fluido.

El factor de fricción sirve para evaluar el esfuerzo de corte en la pared de la tubería (o las pérdidas de presión por fricción), y relaciona el esfuerzo de corte en la pared con la energía cinética del fluido por unidad de volumen. El factor de fricción debe ser numéricamente consistente durante la transición del régimen de flujo, es decir de flujo turbulento a flujo laminar y viceversa.

El balance de energía aplicado al sistema en estado estable, y considerando que no existe trabajo aplicado sobre el fluido, es:

$$\dot{m} \frac{dH}{dL} = -\dot{m} g \sin \theta - \frac{dq}{dL} - \dot{m} v \frac{dv}{dL} \quad \text{Ec. 3.15}$$

Donde H es la entalpía específica del fluido y q es la velocidad de transferencia de calor.

Las ecuaciones finales del modelo mecánico de la velocidad promedio pueden ser escritas como sigue:

$$\Delta P = -\frac{\dot{m}g}{A\bar{v}}\sin\theta - \frac{\bar{f}L\bar{v}\dot{m}}{2DA} - \frac{\dot{m}}{A}(v_0 - v_i) \text{ Ec. 3.16}$$

$$\dot{m}\Delta H = -\dot{m}L\sin\theta - Q - \frac{\dot{m}}{2}(v_0^2 - v_i^2) \text{ Ec. 3.17}$$

Donde Q es la transferencia total de calor a través de la tubería, A es el área de la sección transversal de la tubería, v_0 y v_i son las velocidades del fluido a la salida y a la entrada de la tubería respectivamente y \bar{v} es la velocidad promedio del fluido calculada como el promedio aritmético entre las velocidades a la entrada y a la salida:

$$\bar{v} = \frac{v_0 + v_i}{2} \text{ Ec. 3.18}$$

De igual manera, el factor de fricción promedio \bar{f} es calculado usando un promedio aritmético entre sus valores al inicio y a la salida de la tubería:

$$\bar{f} = \frac{f_0 + f_i}{2} \text{ Ec. 3.19}$$

Para ser consistente con el promedio aritmético de la velocidad, la densidad promedio del fluido $\bar{\rho}$ debe ser calculada usando la siguiente ecuación:

$$\bar{\rho} = \frac{\rho_o\rho_i}{2(\rho_o + \rho_i)} \text{ Ec. 3.20}$$

Donde ρ_o es la densidad a las condiciones de salida de la tubería y ρ_i es la densidad a las condiciones de entrada de la tubería.

El modelo usado en este trabajo estima el valor del factor de fricción en función del número de Reynolds y la rugosidad de la tubería.

3.6 MODELO DE TRANSFERENCIA DE CALOR¹⁹

La rigidez en el modelo diferencial puede aparecer a causa de una alta transferencia de calor. El sistema puramente algebraico también puede presentar dificultades de convergencia, que apenas son dependientes en el término de transferencia de calor. Un enfoque integrado de la transferencia de calor está dada por:

$$Q = \pi DLU(\Delta T_m) \text{ Ec. 3.21}$$

Donde U es el coeficiente de transferencia de calor global y (ΔT_m) es la diferencia de temperatura a lo largo de la tubería entre el fluido y el entorno.

Existen argumentos teóricos para apoyar la naturaleza logarítmica de la diferencia media de temperatura (ΔT_m) , debido a que la temperatura del fluido en un gas disminuye durante la expansión y puede llegar a ser menor que la de los alrededores.

Un inconveniente de la temperatura media logarítmica es que se vuelve indeterminado. Bajo estas circunstancias, una media aritmética se sugiere como una opción para el modelo de parámetros agrupados por encima de los alrededores.

El coeficiente de transferencia de calor global incluye el acceso a todos los mecanismos de transferencia que ocurren en el sistema. Se define en forma general como;

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_{int}} + \frac{1}{h_{ext}} + \sum_{i=1}^n \frac{r_1}{k_i} \ln \frac{r_{i+1}}{r_i} \text{ Ec. 3.22}$$

Donde h_{int} y h_{ext} son los coeficientes de transferencia de calor del proceso y los líquidos del entorno interno y externo respectivamente, k_i es la conductividad térmica del término i, y r_i es el radio inicial de los cilindros que conforman la cubierta. El primero y segundo término hacen referencia al calor por convección en el fluido del proceso y los alrededores; el tercer término incorpora la conducción de calor desde la línea de tubería hacia el entorno.

¹⁹ R, VAZQUEZ-ROMAN, A model based on average velocity for gas production pipes simulation. Comp. Chem. Eng. 22(1998), 307 314

Varias ecuaciones se han publicado para la correlación del coeficiente de transferencia de calor y los números adimensionales, como lo son: el número de Reynolds [NRe], Nusselt [Nu] y el de Prandtl [Pr]. La ecuación usada es la propuesta por Incropera y de Witt en 1990, para calcular h_{int}

$$Nu = \left(\frac{\left(\frac{f}{8}\right) * (NRe - 1000)Pr}{1 + 12.7 * \left(\frac{f}{8}\right)^{\frac{1}{2}} * (Pr^{\frac{2}{3}} - 1)} \right) \text{ Ec. 3.23}$$

La ecuación 3.23, se puede usar incluso para bajos números de Reynolds (<2000), aunque tiende a sobrestimar los valores reales.

3.6.1 Transferencia de calor en el pozo

De acuerdo con la situación típica ilustrada en la figura 9, el h_{ext} es resuelto mediante la ecuación 3.22, puesto que no hay convección externa. La conductividad térmica de cada cubierta (tubería, aislamiento, fluido en el anular, el cemento y la tierra) es necesaria. La convección libre y la radiación en el espacio anular son analizadas. Estos efectos, sin embargo, son insignificantes y no son incluidos en este trabajo.

En ausencia de convección externa el calor no se disipa, pero es absorbido por la tierra circundante. La magnitud de la afección radial en la tierra puede ser evaluada a través de la siguiente correlación:

Si $t_D = 1.5$

$$T_D = (0.4063 + 0.51 \ln t_D) * \left(1 + \frac{0.6}{t_D}\right) \text{ Ec. 3.24}$$

Si no

$$T_D = 1.1281\sqrt{t_D} * (1 - 0.3\sqrt{t_D}) \text{ Ec. 3.25}$$

Donde T_D y t_D son temperatura y tiempo adimensional respectivamente y se definen como:

$$t_D = \frac{\alpha t}{r_{wb}^2} \quad \text{Ec. 3.26} \qquad T_D = \frac{2\pi k_e (T_{wb} - T_e)}{dq/dl} \quad \text{Ec. 2.27}$$

Siendo α la difusividad de calor de la tierra, t el tiempo durante el cual el pozo ha estado produciendo, r_{wb} el último radio del cemento, k_e la conductividad termal de la tierra, T_e la temperatura de la tierra, y T_{wb} la temperatura del fluido.

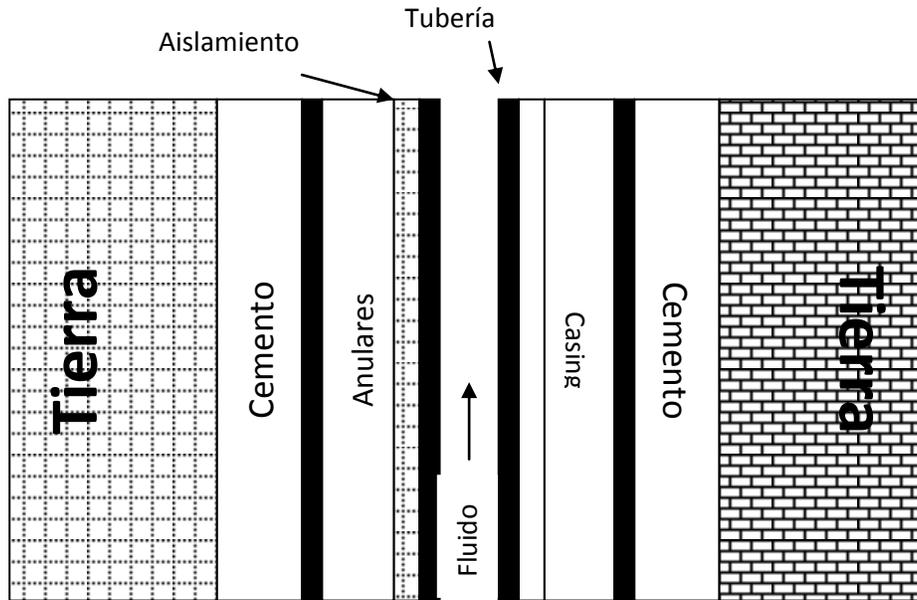


Figura 9. Transferencia de calor en el pozo

3.6.2 Transferencia de calor en un tubo rodeado por aire o agua.

El coeficiente de transferencia de calor externo depende de la velocidad del aire o la corriente de agua en la tubería. Se calcula como sugiere Incropera y de Witt (1990):

$$Nu = 0.3 + \frac{0.62 NRe^{1/2} * Pr^{1/3}}{(1 + (0.4/Pr)^{2/3})^{1/4}} * \left[1 + \left(\frac{NRe}{282000} \right)^{5/8} \right]^{4/5} \quad \text{Ec. 2.28}$$

Donde el diámetro usado en el número NRe se refiere a la cubierta más externa.

3.6.3 Transferencia de calor en una tubería enterrada

La configuración eficaz de un cilindro a menudo se utiliza para calcular la pérdida de calor de una tubería enterrada. Esto significa que las temperaturas

circundantes utilizadas para calcular el ΔT_m en la ecuación 3.21 corresponden al aire en la superficie, y la cubierta más externa, es decir, la tierra.

Diversos escenarios idealizados como superficies isotérmicas o superficies uniformes de flujo de calor se han resuelto, una solución más realista a través de superposición fue proporcionada por Bau y Sadhai (1982). Más recientemente, Archer y O'Sullivan (1997) no solo compararon los enfoques más importantes en la literatura, sino que también incorporan en el análisis del material utilizado para enterrar la tubería, ya que a menudo es diferente a los alrededores. La figura 9 da una descripción esquemática de este caso. El principal resultado indica que o bien son factores de forma tal como lo definen Incropera y de Witt (1990), o valores eficaces de conductividad térmica son las soluciones recomendadas.

3.6.4. Transferencia de calor en tubería cubierta

El factor de forma de conductividad se evalúa como una función del ángulo de la parte enterrada de la tubería que se define sobre la base de la parte enterrada, como se muestra esquemáticamente en la figura 10. En principio, el factor de forma desvía el área de transferencia de calor, aunque el efecto numérico es absorbido por el coeficiente de transferencia de calor en general. Ecuación 3,22 está modificada así:

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_{int}} + \left(1 - \frac{\theta}{2\pi}\right) \sum_{i=1}^n \frac{r_i}{k_i} \ln \frac{r_{i+1}}{r_i} + \frac{1}{h_{ext}} \quad Ec. 3.29$$

Donde el ángulo θ esta en radianes, en principio, h_{ext} podría ser eliminada si la configuración de cilindro se supone efectiva.

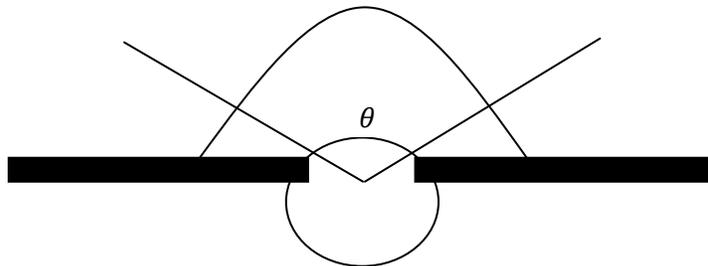


Figura 10. Transferencia de calor en tubería cubierta

CAPÍTULO 4

4.1 POTENCIAL DE FORMACIÓN DE HIDRATOS DE METANO (TIPO I) EN TUBERÍAS

El potencial de formación de hidratos en tuberías se define como la diferencia que existe entre la presión que tiene un fluido que atraviesa una tubería y la presión de formación incipiente de hidratos que tiene el mismo fluido a las mismas condiciones de temperatura y composición:

$$Potencial = P_{Tuberias} - P_{Hidrato} \text{ Ec. 4.1}$$

Valores positivos indican que la formación de hidratos es posible, mientras los valores negativos indican la lejanía al punto de formación. La magnitud proporciona una idea de la potencialidad de hidratos con esas condiciones de operación y en términos de presión. Es oportuno mencionar que los cálculos relacionados los hidratos no solo tienen una vertiente termodinámica, cubierta en este trabajo, sino que también existe el aspecto cinético, el cual define la formación y descomposición del hidrato. Sin embargo, la formación dependerá si se satisfacen estas condiciones cinéticas.

En una tubería, el cálculo de potencial de formación de hidratos consiste en hacer una evaluación de los gradientes de presión y temperatura que experimenta el fluido al atravesar la tubería. El modelo termodinámico para el cálculo de la formación incipiente²⁰ también es incorporado en este trabajo. Las ecuaciones se resuelven aplicando algún método numérico como el de Newton Rhapsion. Los resultados permitirán definir los puntos en los cuales la tubería presenta posibilidades de formación de hidratos.

²⁰ Acosta J., Sanabria C. Modelamiento Termodinámico para la Predicción de la Presión de Formación Incipiente de Hidratos de Metano. USCO 2011.

4.2 Algoritmo de cálculo para la predicción del potencial de formación de hidratos de metano tipo I en tuberías

El algoritmo para el cálculo del potencial de formación de hidratos de metano tipo I en tuberías se muestran en la figura 11.

1. Calcular el estado termodinámico del fluido con los valores conocidos de: T_i , P_i , \dot{m}_i y Z_i , a la entrada del segmento de tubería de longitud L , diámetro D , ángulo de inclinación θ , y rugosidad ϵ .
2. Como primera aproximación, suponer que las propiedades termodinámicas finales son iguales a las del inicio.
3. Calcular las propiedades promedio: $\bar{\rho}$, \bar{v} , \bar{f} .

$$\bar{v} = \frac{v_0 + v_i}{2} \quad \bar{f} = \frac{f_0 + f_i}{2} \quad \bar{\rho} = \frac{\rho_o \rho_i}{2(\rho_o + \rho_i)}$$

4. Resolver las ecuaciones de la velocidad promedio, para el cálculo de ΔP_k y ΔH_k

$$\Delta P = - \frac{\dot{m}g}{A\bar{v}} \sin \theta - \frac{\bar{f}L\bar{v}\dot{m}}{2DA} - \frac{\dot{m}}{A}(v_0 - v_i)$$

$$\dot{m}\Delta H = -\dot{m}L \sin \theta - Q - \frac{\dot{m}}{2}(v_0^2 - v_i^2)$$

5. Calcular la presión al final de la longitud L , como: $P_o = P_i + \Delta P_k$.
6. Calcular la entalpía al final de la longitud L , como: $H_o = H_i + \Delta H_k$.
7. Calcular el estado termodinámico del fluido a la salida del segmento de tubería con P_o y H_o para conocer T_o .
8. Recalcular las propiedades promedio: $\bar{\rho}$, \bar{v} , \bar{f} .

$$\bar{v} = \frac{v_0 + v_i}{2} \quad \bar{f} = \frac{f_0 + f_i}{2} \quad \bar{\rho} = \frac{\rho_o \rho_i}{2(\rho_o + \rho_i)}$$

9. Resolver las ecuaciones de la velocidad promedio, para encontrar nuevos valores para: ΔP_{k+1} y ΔH_{k+1}

$$\Delta P_{k+1} = -\frac{\dot{m}g}{A\bar{v}}\sin\theta - \frac{\bar{f}L\bar{v}\dot{m}}{2DA} - \frac{\dot{m}}{A}(v_0 - v_i)$$

$$\dot{m}\Delta H_{k+1} = -\dot{m}L\sin\theta - Q - \frac{\dot{m}}{2}(v_o^2 - v_i^2)$$

10. Si el ΔP y ΔH del paso 4 son iguales a los resultados obtenidos en el paso 9, entonces se tiene la presión y la temperatura al final de la longitud L, en caso contrario repetir desde el paso 5 hasta lograr convergencia.
11. Para las condiciones de temperatura y composición encontradas al final de la longitud L, calcular la presión de formación incipiente de hidrato²¹.
12. Calcular el potencial de formación de hidratos, para las condiciones termodinámicas al final del segmento de tubería.

²¹ Acosta J., Sanabria C. Modelamiento Termodinámico para la Predicción de la Presión de Formación Incipiente de Hidratos de Metano. USCO 2011.

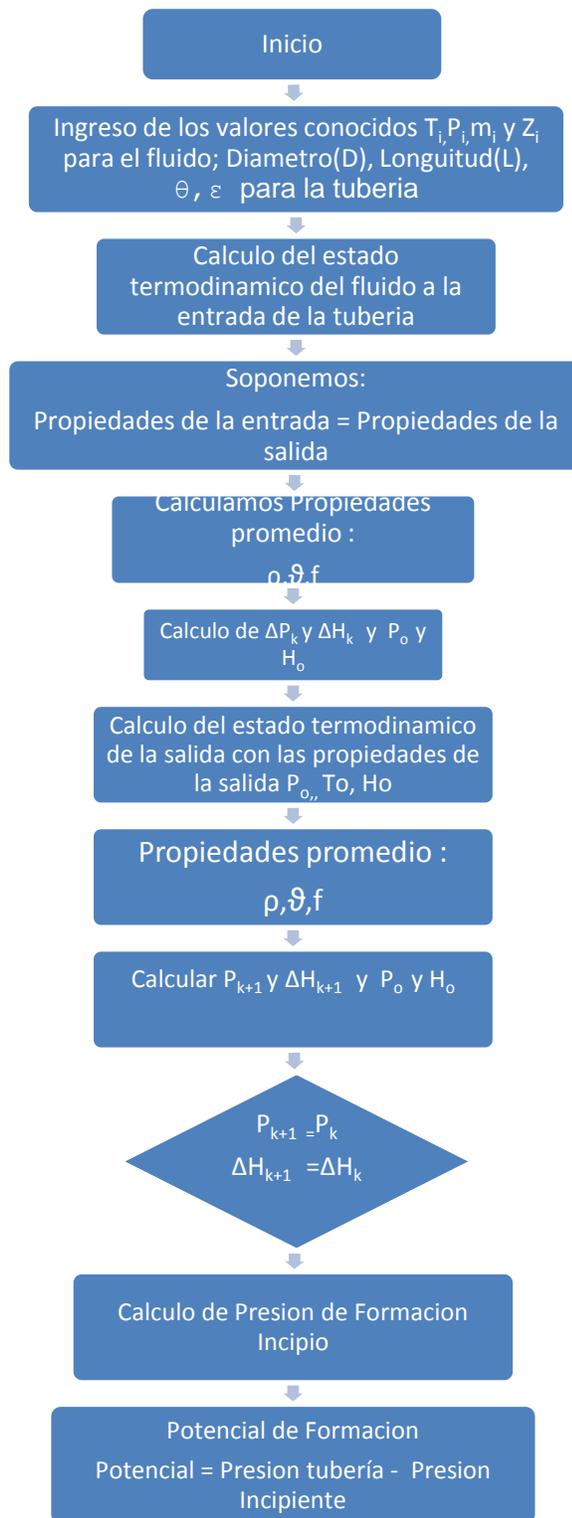


Figura 11. Algoritmo del cálculo del potencial de formación de hidratos de metano (tipo I).

4.3 Algoritmo para el cálculo de las presiones de formación incipiente de hidratos²²

El algoritmo para el cálculo de las presiones de formación incipiente de hidratos cálculos se muestra en la Figura 12.

1. Especificar la temperatura de formación incipiente T y la composición z_j para cada componente j de la mezcla.
2. Suponer una estructura para el hidrato, sea tipo *I* o *II* y una presión de formación incipiente inicial P .
3. Calcular las constantes de Langmuir C_{ji} para las especies huésped j en todas las cavidades i y los valores de las constantes A y B para las cavidades pequeñas y grandes de una molécula huésped de metano para los hidratos tipo *I*
4. Resolver el equilibrio $L_w - V$ para todos los componentes a las T y P mediante la ecuación de estado de P. R.
5. Calcular θ_{ji} la fracción de ocupación de las cavidades i del hidrato por cada especie huésped j
6. Calcular $\Delta\mu_w^{\beta-H}$
7. Calcular $\Delta\mu_w^{\beta-L^0}$ y las propiedades y parámetros del hidrato de referencia
8. Mediante la ecuación de estado de Peng Robinson calcular $f_w^{L^0}$ la fugacidad del agua líquida pura a T y P .
9. Calcular la fugacidad del agua en el hidrato hipotético f_w^β .
10. Calcular la fugacidad del agua en la fase hidrato f_w^H .
11. Si se satisface el equilibrio termodinámico dentro de cierta tolerancia, la presión supuesta es correcta para la estructura considerada en el paso 2. En caso contrario, suponer una nueva presión usando el método de Newton-Rhapson y repetir desde el paso 4 hasta lograr la convergencia.

²² Acosta J., Sanabria C. Modelamiento Termodinámico para la Predicción de la Presión de Formación Incipiente de Hidratos de Metano. USCO 2011.

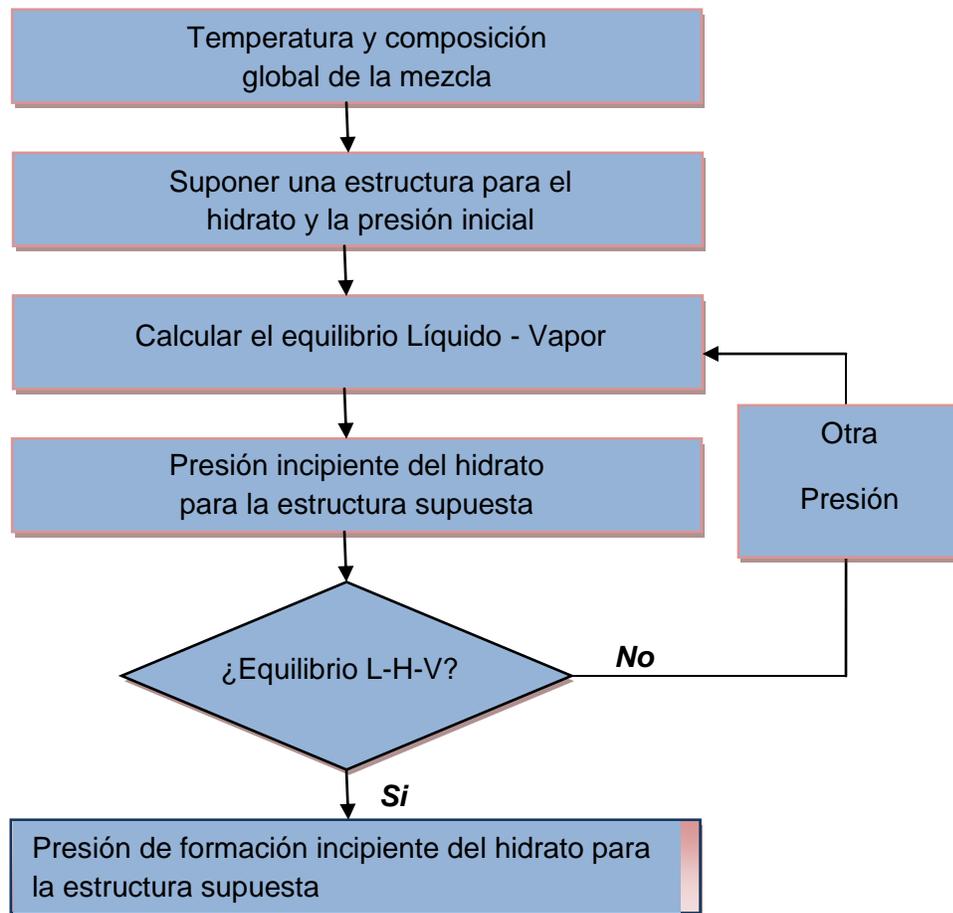


Figura 12. Diagrama de cálculo para las presiones de formación incipiente de hidratos de metano

Tomado de la tesis Modelamiento Termodinámico para la Predicción de la Presión de Formación Incipiente de Hidratos de Metano. USCO 2011.

4.4 Algoritmo para los cálculos flash del equilibrio líquido-vapor²³

1. K inicial es calculado usando la ecuación de Wilson:

$$K_i = \frac{P_{ci}}{P} \text{EXP} \left[5.37(1 + \omega_i) \left(1 - \frac{T_{ci}}{T} \right) \right]$$

²³ Acosta J., Sanabria C. Modelamiento Termodinámico para la Predicción de la Presión de Formación Incipiente de Hidratos de Metano. USCO 2011.

Donde:

P_{ci} : Presión crítica del componente i [Psi].

P : Presión del sistema [Psi].

T_{ci} : Temperatura crítica del componente [R].

T : Temperatura del sistema [R].

ω_i : Factor acéntrico de la sustancia

2. Ecuación de Rachford-Rice:

$$f(n_v) = \sum \frac{z_i(K_i-1)}{n_v(K_i-1)+1} = 0$$

La ecuación anterior puede escribirse como:

$$\sum_j x_j = \sum_j \frac{z_j}{1 + \bar{n}_g(K_j - 1)}$$

$$\sum_j y_j = \sum_j \frac{z_j}{1 + \bar{n}_L \left(\frac{1}{K_j} - 1 \right)}$$

Las anteriores ecuaciones pueden ser resueltas usando un método iterativo (Newton Raphson) para determinar el valor de n_g o n_L .

- 3.** Solución de la ecuación de estado cúbica: La ecuación de estado de Peng Robinson es resuelta en forma de polinomio cúbico de z.
- 4.** Cálculo de K: Se procede a calcular la constante de equilibrio para cada componente dentro del sistema empleando una relación de los coeficientes de fugacidad líquido y vapor.

5. Test de convergencia: Se comparan los K calculados inicialmente con la ecuación de Wilson con aquellos calculados con la ecuación de estado, si se supera la tolerancia, se ha llegado a la solución final; de lo contrario, se hacen los $K_{iniciales} = K_{calculados}$ y se repiten los cálculos flash hasta la convergencia.

CAPÍTULO 5

5. ESTRUCTURA Y MANUAL DE LA HERRAMIENTA DE CÓMPUTO

5.1 Detalles del Programa

El programa “**SISTEMA DE SIMULACION**”, es una herramienta diseñada para realizar el cálculo del potencial de formación de hidrato de metano en tuberías, bajo las condiciones del sistema que se proponga, estas condiciones se resumen en:

- ✓ La mecánica de fluidos
- ✓ El estado termodinámico del fluido
- ✓ Las condiciones incipientes de formación (Presión incipiente del hidrato).

El aplicativo es de fácil manejo diseñado en el lenguaje de programación Foxpro 6.0, se maneja una interfase diseñada como el área master de trabajo, la cual se encuentra distribuida en diferentes secciones:

- i. Titulo: relacionada con la información que incluye el nombre del trabajo, nombre del programa, universidad, facultad, programa, y los realizadores. Figura 13

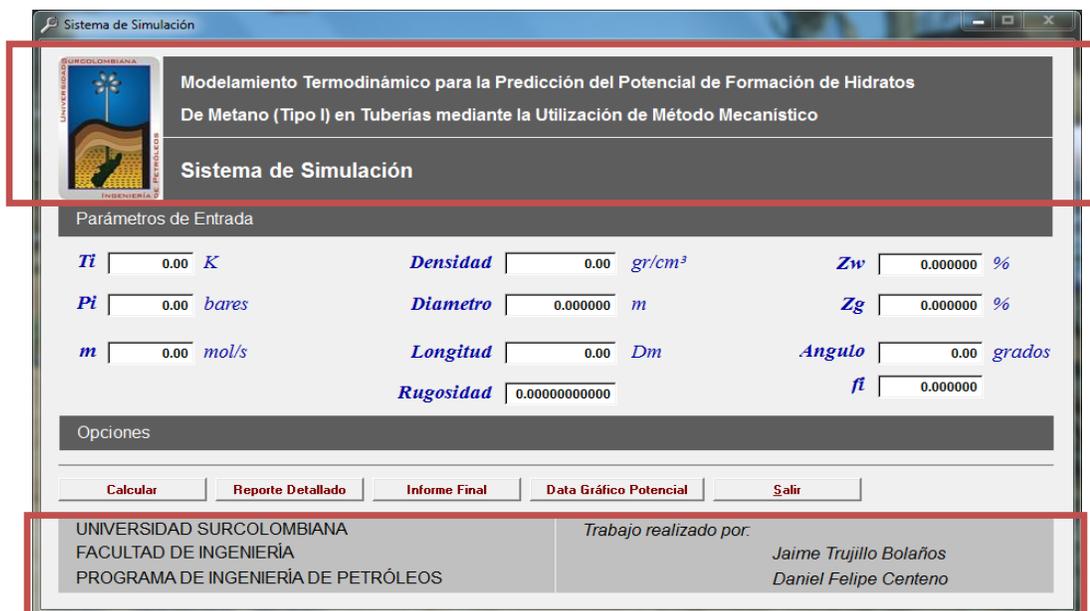


Figura 13. Esquema General, Titulo

- ii. **Parámetros de Entrada:** que relaciona los valores de entrada, tales como la temperatura, presión de entrada de la tubería, el flujo molar, la composición molar en fracción, la transferencia de calor, que para el caso de estudio es asumida como un valor de cero, y parámetros físicos relacionados con la tubería tales como la rugosidad, el diámetro, la longitud, y el ángulo de inclinación. Figura 14

Figura 14. Esquema General. Parametros de Entrada

- iii. **Resultado (Opciones):** en la cual se puede localizar las siguientes opciones. Figura 15

“Calcular”: Permite dar inicio al sistema para que realice las operaciones con los datos de entrada digitados anteriormente

“Reporte Detallado”: Habilita una ventana para poder acceder a un documento en Excel que mostrará el paso a paso que realiza el programa

“Informe Final”: Habilita un documento en Excel, donde se visualizan los resultados finales de la operación

“Datos Gráfico Potencial”: Habilita un documento en Excel con los datos de potencial y longitud para realizar el grafico que permite analizar el comportamiento de este.

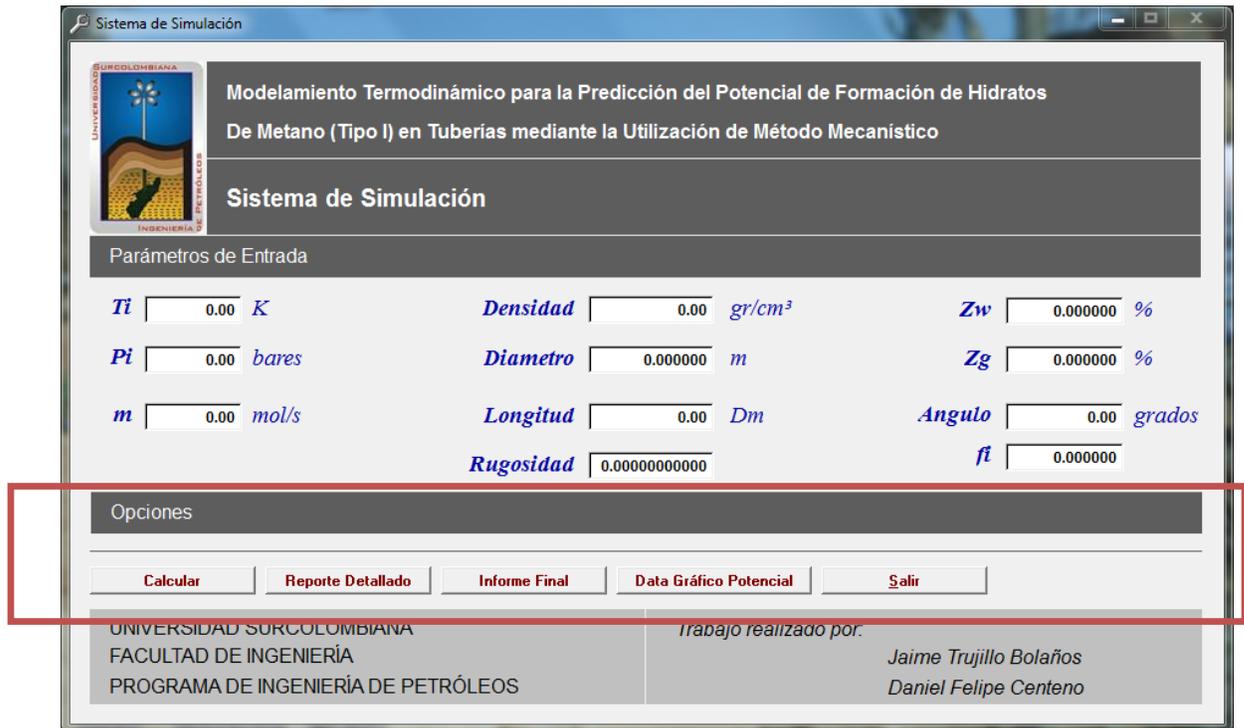
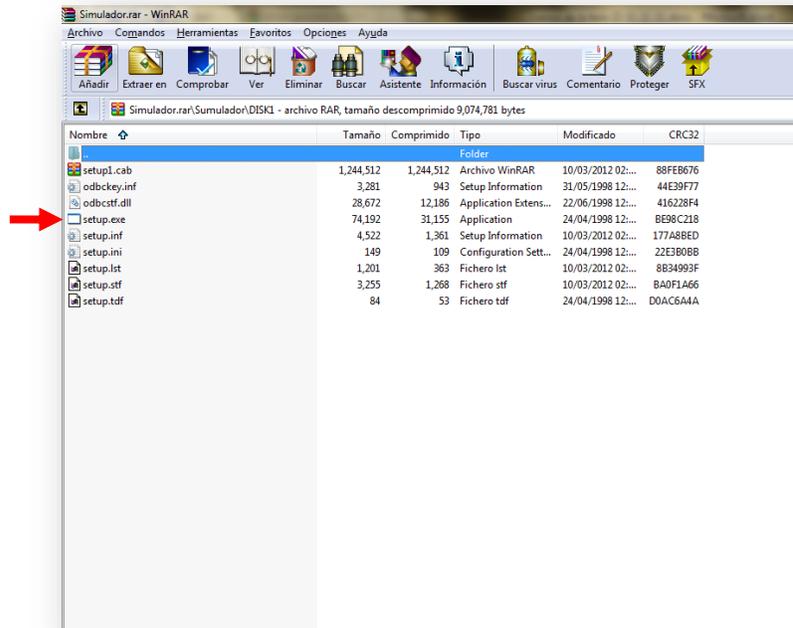


Figura 15. Esquema General: opciones

5.2 Manual del usuario

Para acceder al programa se debe el instalar el ejecutable accediendo al archivo simulador.rar, ingresando a la carpeta DISK1, donde se hallará un setup.exe, el cual permitirá realizar la configuración del ejecutable. Figura 16.

Figura 16. Vista del archivo



Realizando doble clic sobre el setup.exe, inmediatamente aparecerá una pantalla como lo muestra la figura 17. Posteriormente se da clic en continuar.

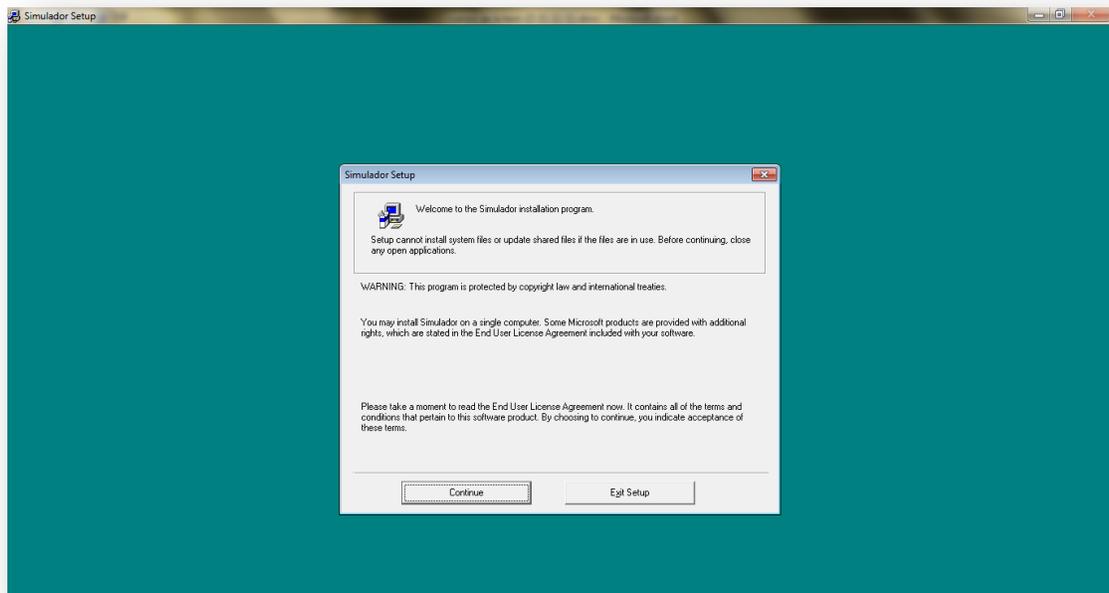


Figura 17. Pantalla de configuración

Se configura el nombre de usuario y organización, como lo muestra la Figura 18. Hacer Clic en OK.

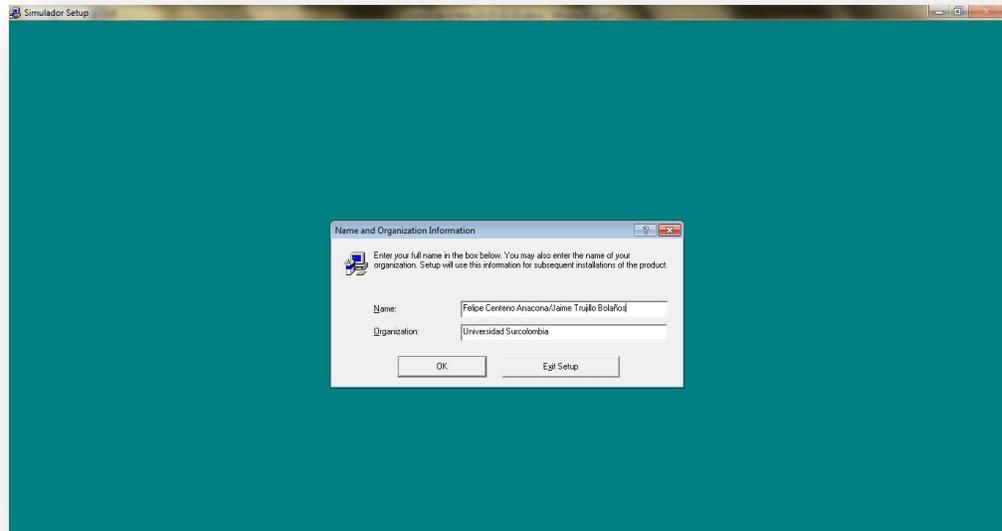


Figura 18. Configuración del Nombre y Organización

Para finalizar la instalación se realiza un clic en la imagen que aparecerá en la pantalla como lo muestra la figura 19. Y finalmente OK.

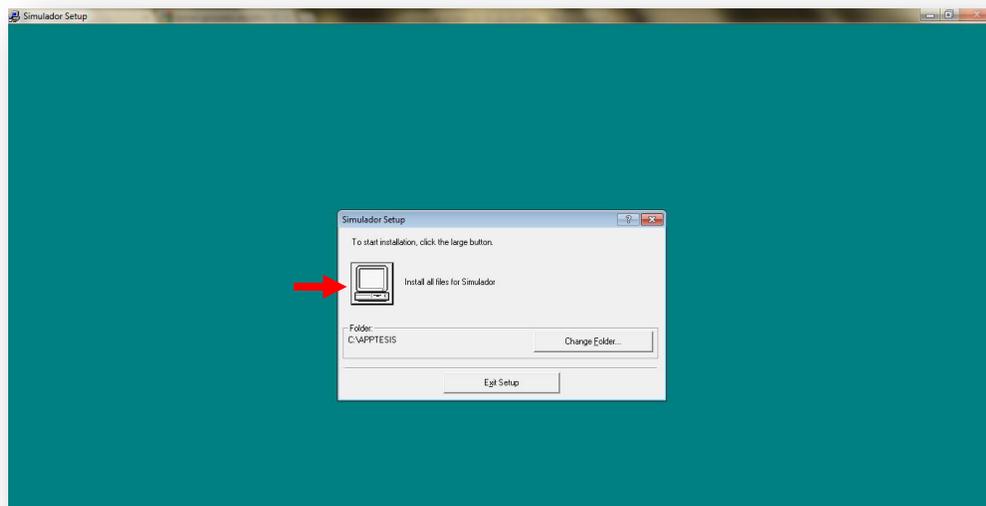


Figura 19. Instalación de Archivos para el simulador

Luego se busca en el disco C:/ la carpeta llamada APPTESIS. Figura 20

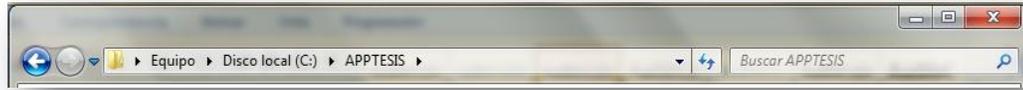


Figura 20. Barra de dirección

Finalmente en la carpeta se encuentra el aplicativo APPTESIS.exe; al realizar doble clic y aparecerá el área master de nuestra herramienta de cómputo. Figura 21.

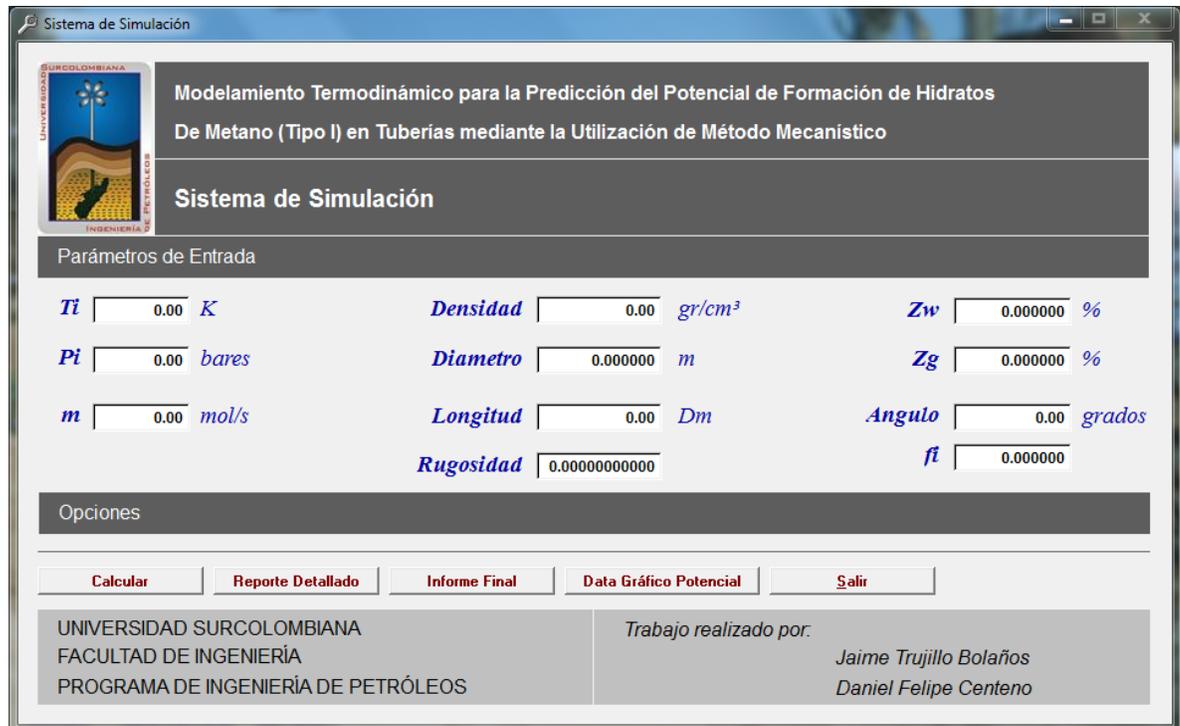


Figura 21. Presentación del programa “Sistema de Simulación”.

Ya con el área master abierta se continúa con la digitalización de datos en la sección de “Parámetros de Entrada”. Figura 22

Sistema de Simulación

Modelamiento Termodinámico para la Predicción del Potencial de Formación de Hidratos De Metano (Tipo I) en Tuberías mediante la Utilización de Método Mecánico

Sistema de Simulación

Parámetros de Entrada

Ti <input type="text" value="291.00"/> <i>K</i>	Densidad <input type="text" value="120.00"/> <i>gr/cm³</i>	Zw <input type="text" value="0.300000"/> <i>%</i>
Pi <input type="text" value="147.00"/> <i>bares</i>	Diametro <input type="text" value="0.085000"/> <i>m</i>	Zg <input type="text" value="0.700000"/> <i>%</i>
m <input type="text" value="250.00"/> <i>mol/s</i>	Longitud <input type="text" value="3000.00"/> <i>Dm</i>	Angulo <input type="text" value="10.00"/> <i>grados</i>
	Rugosidad <input type="text" value="0.00004605000"/>	fi <input type="text" value="0.025000"/>

Opciones

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

Trabajo realizado por:
Jaime Trujillo Bolaños
Daniel Felipe Centeno

Figura 22. Digitalización de Datos

Luego de haber introducido correctamente los datos en el formulario se procede a dar clic en la función “Calcular”, la cual permite almacenar los datos y ejecutar el procedimiento de cálculo para obtener los resultados. Para visualizar los resultados podemos ejecutar dependiendo de la información que deseamos teniendo la opción de visualizar un reporte general de los cálculos, los datos para obtener el gráfico del potencial de formación y la matriz general de cálculo, archivos que se puede archivar en la carpeta que se desee en formato Excel.

CAPÍTULO 6

Para validar la herramienta de cómputo “**Sistema de Simulación**”, se analizaron los datos de predicción de formación de hidratos obtenidos de investigaciones realizadas por el grupo de investigación del Instituto Tecnológico de Celaya, cuyos resultados se han publicado en artículos técnicos de la revista del Centro de Información Tecnológica (CIT)²⁴.

6.1 VALIDACIÓN CON ARTÍCULOS TÉCNICOS.

El proceso de validación de la herramienta de cómputo mediante la información obtenida de artículos técnicos, se llevó a cabo revisando artículos publicados por el grupo de investigación del Instituto Tecnológico de Celaya en los cuales se estudia la predicción de formación de hidratos de metano en tuberías.

El documento presenta modelos cortos para el cálculo de los gradientes de presión en tuberías; dentro de esos modelos se encuentran el Panhandle A, Panhandle B, IGT y Weymount. Estos modelos fueron originalmente desarrollados para predecir gradientes de presión en tuberías horizontales y posteriormente modificados para predecir presiones en tuberías inclinadas e incluir el efecto de transferencia de calor.

Para la validación se tomaron los parámetros utilizados en el artículo²⁵; las propiedades del flujo como los datos de la tubería se muestran en la tabla 4. El potencial de formación obtenido por los modelos cortos Panhandle A, Panhandle B, IGT y Weymount, se muestran en las figuras 23, 24, 25 y 26

Tabla 4. Datos para la tubería con formación de hidratos de metano

Temperatura a la entrada, K	291
Presión a la entrada, bar	147
Flujo molar, mol/s	250
Ángulo de inclinación, °	10
Rugosidad	4.605e-5
Diámetro, m	0.085

²⁴ CASTILLO BORJA FLORIANNE, Tesis de grado: Predicción de Formación de Hidratos, Instituto Tecnológico de Celaya, 2001.

²⁵ F. Castillo-Borja, R. Vázquez-Román, F. García-Sánchez y G. Eliosa-Jiménez. Predicción de la Formación de hidratos de metano en tuberías. Inst. Tecnológico de Celaya, Dpto de Ingeniería Química. Rev Información Tecnológica- Vol.13N°4 - 2002. pag 167-174

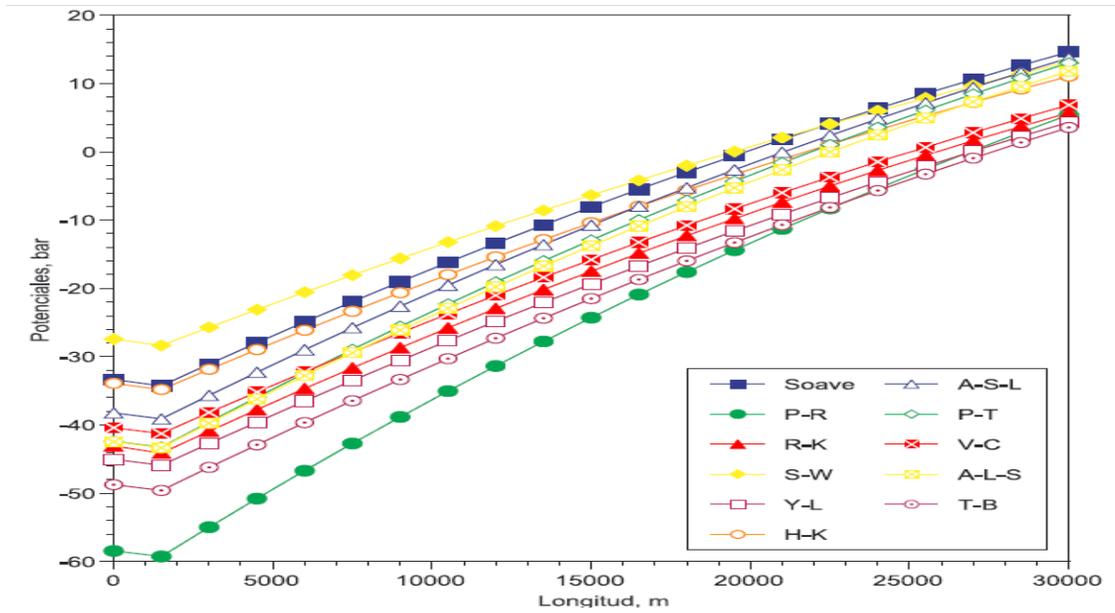


Figura 23. Potencial de formación de hidratos de metano usando el modelo de Panhandle A.

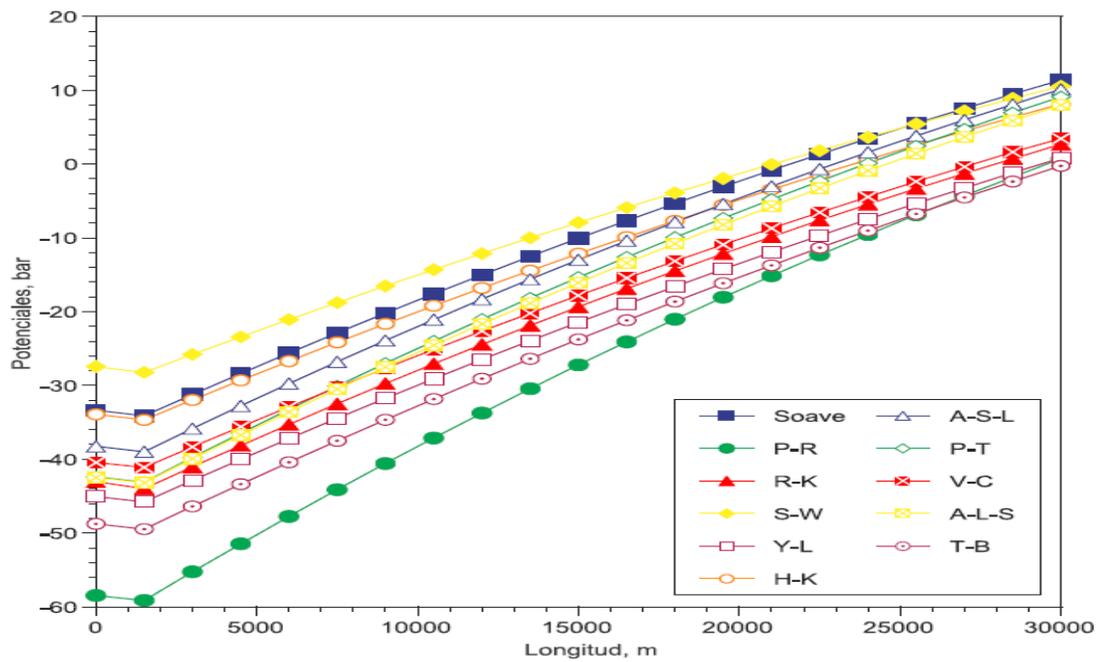


Figura 24. Potenciales de formación de hidratos de metano usando el modelo de Panhandle B

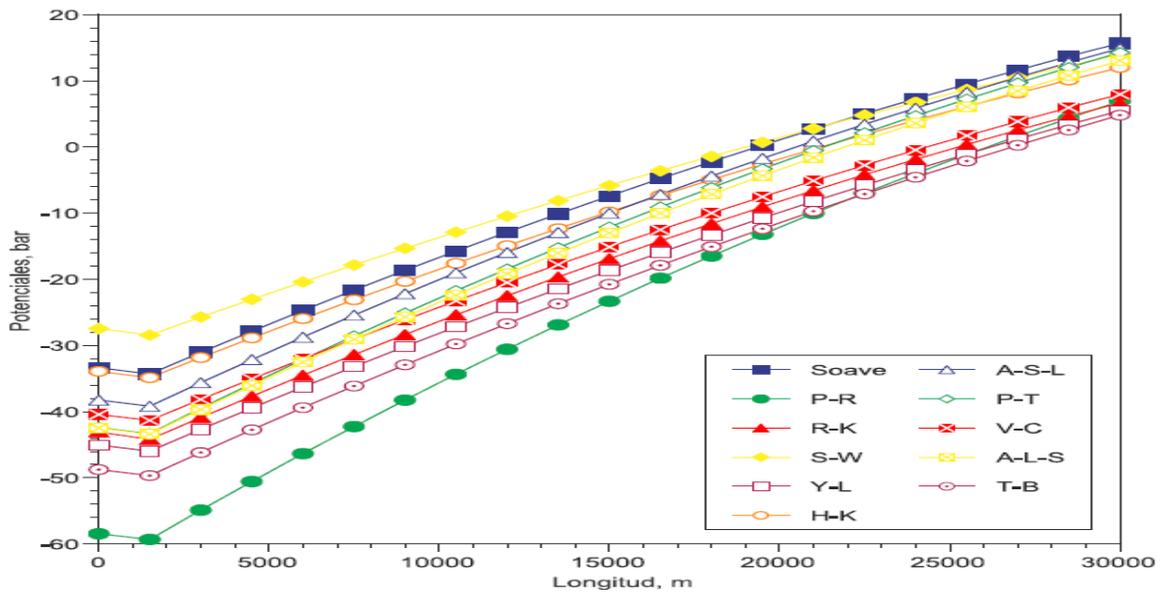


Figura 25. Potencial de formación de hidratos de metano usando el modelo IGT.

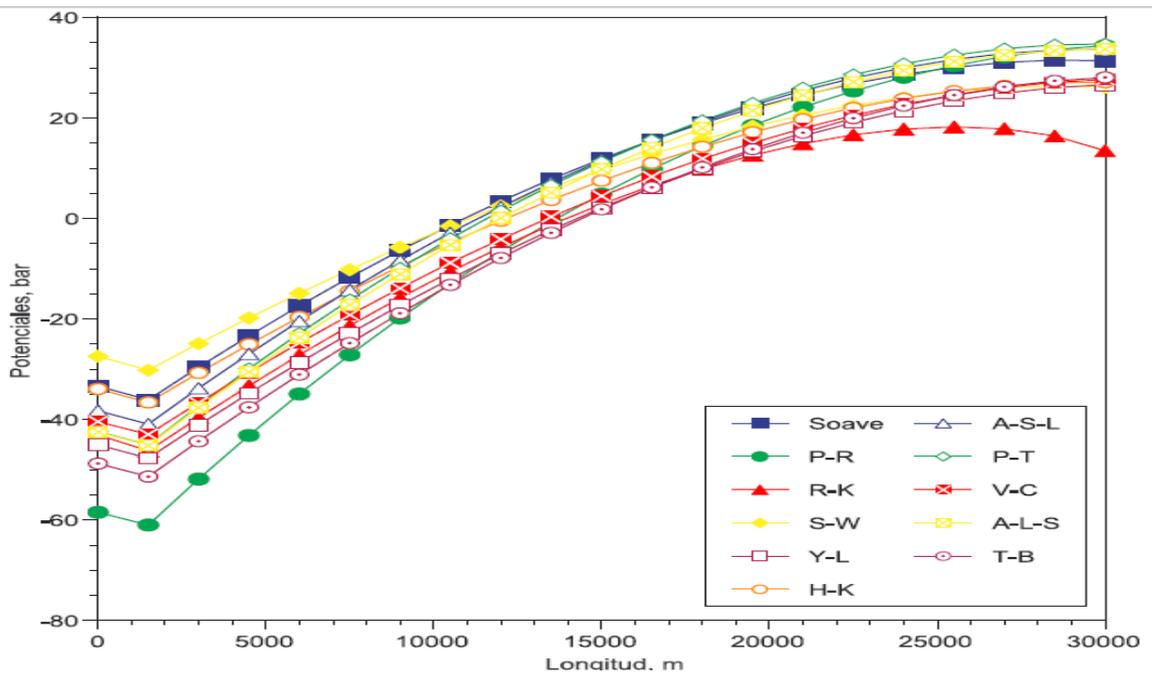


Figura 26. Potenciales de formación de hidratos de metano usando el modelo Weymouth

Observando todos los métodos, todas las ecuaciones de estado predicen la posibilidad de formación de hidratos aunque en diferentes puntos de la tubería. Se nota que el fluido tiene un potencial de formación de hidratos negativo al inicio de la tubería y éste se vuelve positivo a medida que se incrementa la longitud de la tubería recorrida.

Usando la herramienta de cómputo “**Sistema de Simulación**”, la cual desarrolla el método mecánico se obtuvieron los resultados que se muestran en la figura 27.

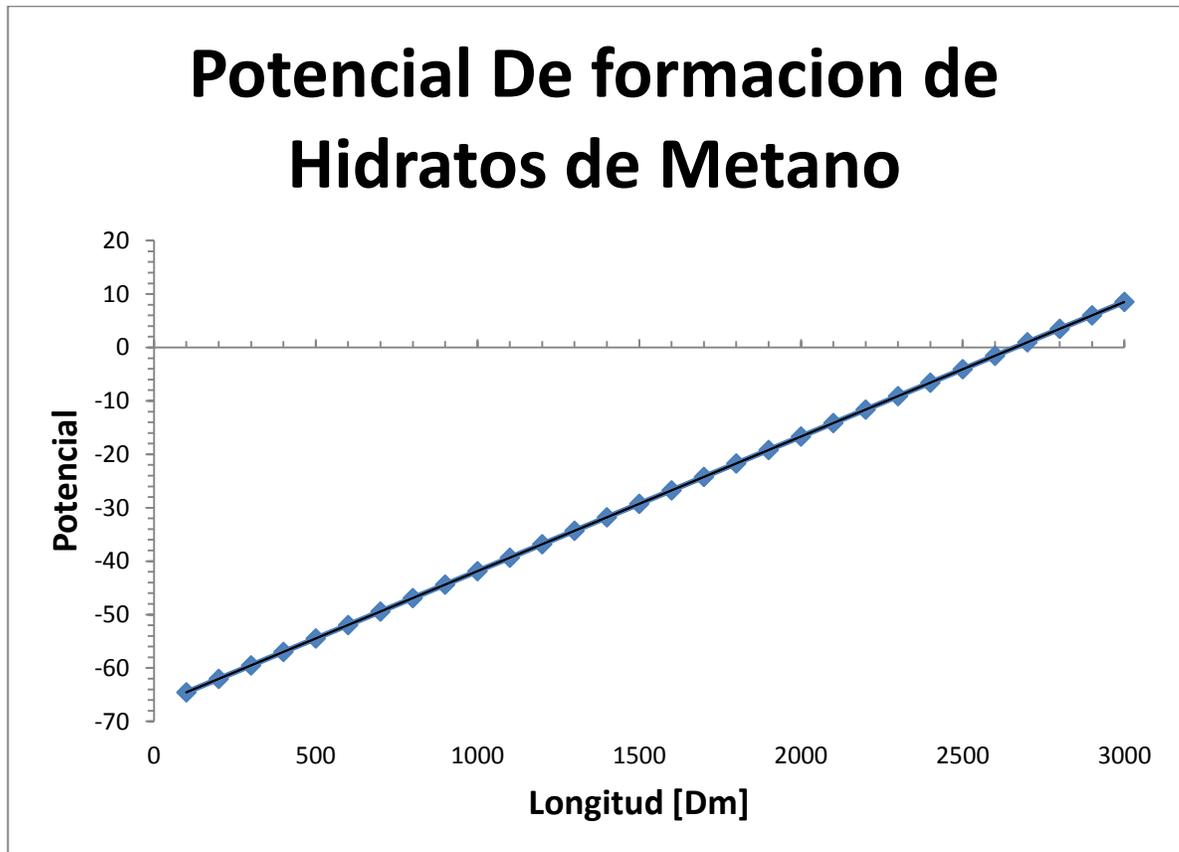


Figura 27. Potenciales de formación de hidratos de metano usando el Sistema de simulación.

Haciendo la validación con los resultados teóricos y con los obtenidos con la herramienta de cómputo, se observa la gran similitud de los resultados al superponer los gráficos, ya que mantienen la misma tendencia de formación de hidratos de metano a lo largo de la longitud de la tubería, como lo muestran las siguientes figuras. (Figura 28, 29, 30, 31)

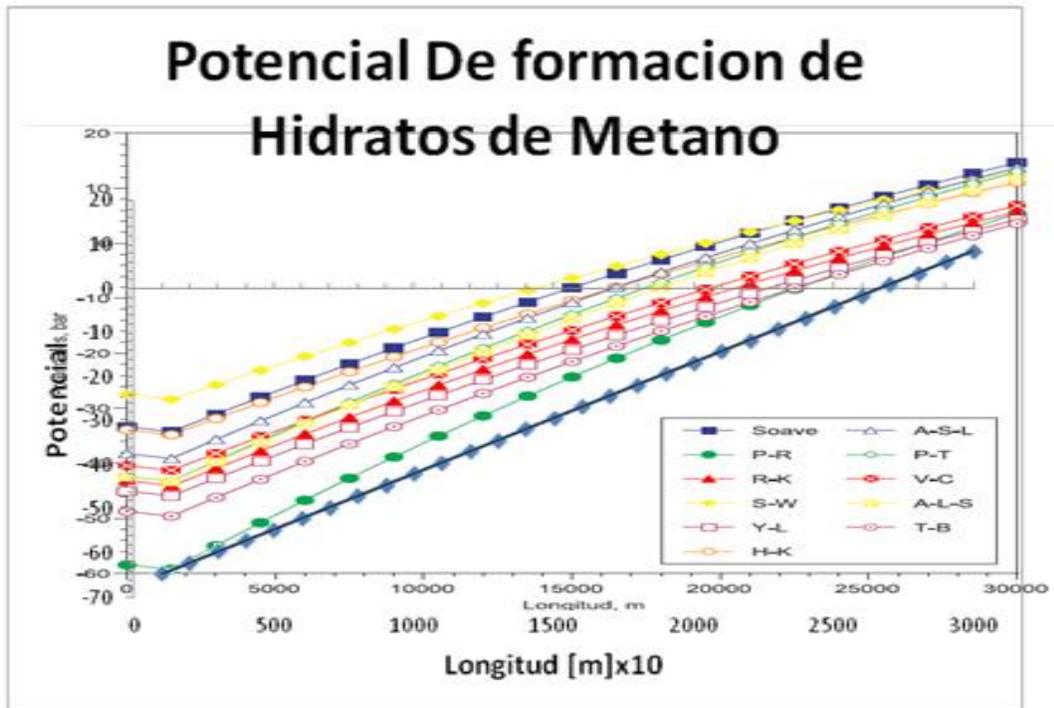


Figura 28. Superposición Panhandle A con el sistema de simulación.

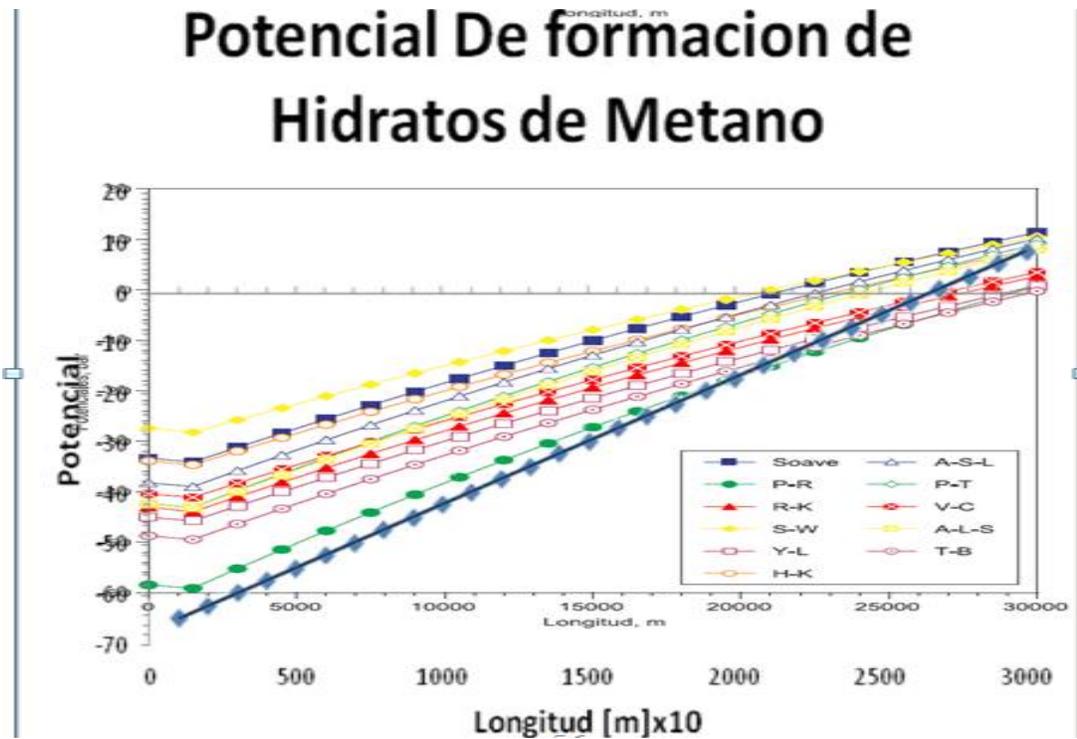


Figura 29. Superposición Panhandle B con el sistema de simulación.

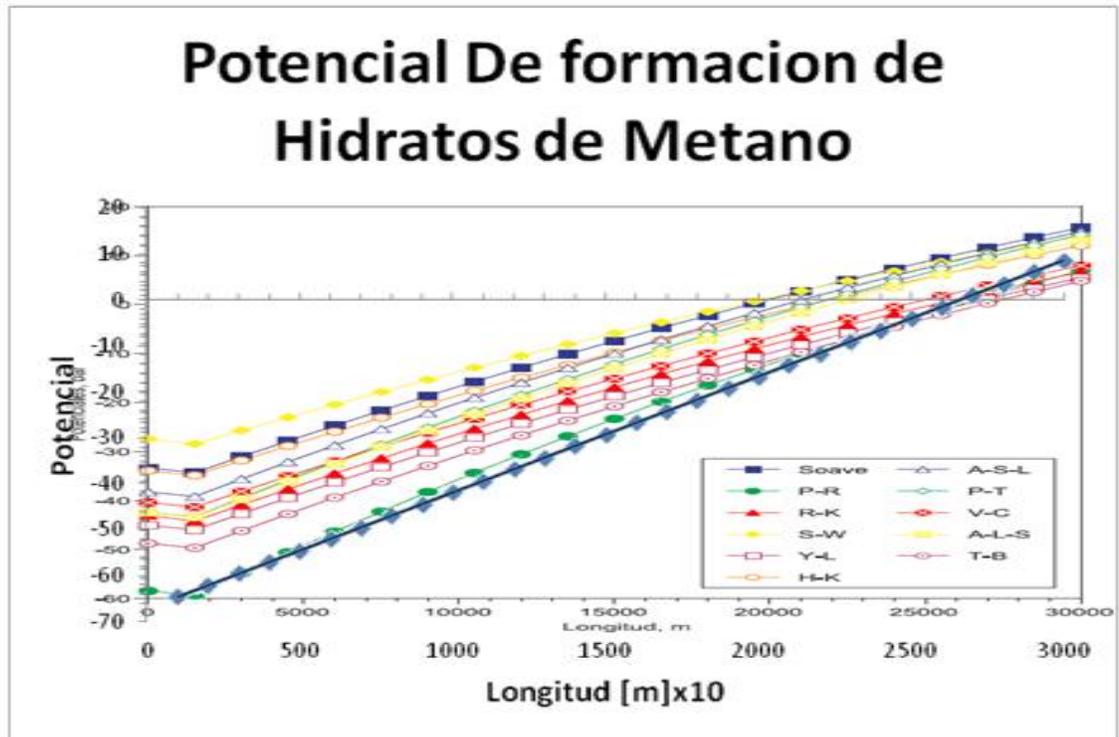


Figura 30. Superposición IGT con el sistema de simulación

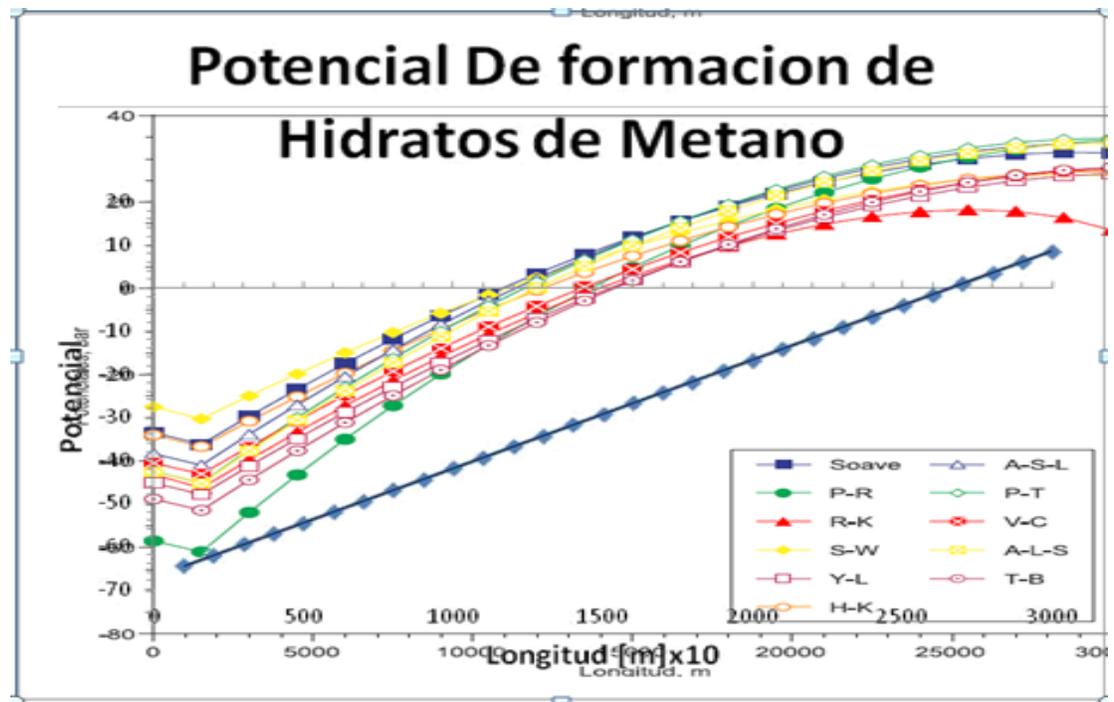


Figura 31. Superposición Weymouth con el sistema de simulación

Tabla 5. Comparación de los potenciales de formación de hidrato de metano en base en a la ecuación de Peng Robinson.

<i>Potencial de formación de hidrato de metano</i>			
<i>Modelo Longitud</i>	<i>5000</i>	<i>15000</i>	<i>30000</i>
<i>Sistema de simulación</i>	<i>-54.469</i>	<i>-29.269</i>	<i>8.531</i>
<i>Panhandle A</i>	<i>-51.972</i>	<i>-26.254</i>	<i>5.348</i>
<i>Panhandle B</i>	<i>-52.987</i>	<i>-29.103</i>	<i>-1.584</i>
<i>IGT</i>	<i>-49.984</i>	<i>-24.865</i>	<i>6.348</i>
<i>Weymouth</i>	<i>-54.456</i>	<i>1.7</i>	<i>25.821</i>

CONCLUSIONES

Se desarrolló el programa computacional “Sistema de Simulación”, que permite predecir el potencial de formación de hidratos tipo I en tuberías, utilizando el modelo mecanístico.

La herramienta de cálculo diseñada basada en el modelo de la velocidad media de Vazquez-Roman, y la ecuación de estado de Peng Robinson, constituye un medio didáctico de gran utilidad en las áreas de producción y sistemas de transporte.

El programa de computador permite realizar cálculos del número de Reynolds, factor de fricción, propiedades promedios tales como la densidad, la velocidad, la pérdida de entalpia, propiedades a la salida del sistema como temperatura, presión, entalpia y presión incipiente del hidrato.

El programa “Sistema de Simulación” permite evaluar y detectar oportunamente los puntos en la tubería dónde puede existir obstrucción del flujo por formación de hidratos. La construcción de perfiles de este potencial permiten decidir en qué punto podrá inyectarse algún inhibidor de la formación de hidratos, o bien cambiar las condiciones de operación del sistema.

Los resultados del potencial de formación dependen del modelo usado para calcular la caída de presión en tubería. La validación de los datos se realizó con datos publicados en la literatura, encontrando resultados similares con los modelos IGT, Panhandle A y Panhandle B, y un poco alejados del modelo de Weymouth.

Se pueden obtener mejores resultados de la presión de tubería y de la presión incipiente del hidrato, necesarias para el cálculo del potencial de formación, si se consideran y se formulan aspectos que fueron idealizados en el desarrollo del sistema de simulación.

Con respecto a la sensibilidad de datos manejada en el modelo que calcula la presión incipiente de formación, el programa "Sistema de Simulación" se hace aplicable a un rango de temperatura del sistema entre 250 k a 300 k y un rango de presión inicial de 26.41 a 1500. El rango de caída de presión esta en función de la longitud de la tubería y del rango en que se divida el delta L, entre mas pequeño sea al valor del delta L mayor será la exactitud del valor real de la caída de presión en el sistema, entre mayor sea el valor del delta L mayor será el valor del error.

La precisión de los resultados obtenidos depende principalmente de la capacidad de los modelos termodinámicos, para describir cada fase.

RECOMENDACIONES

Se recomienda que para futuro trabajos en esta área de los hidratos se realice una ampliación del trabajo utilizando modelos termodinámicos más avanzados que mejoren la obtención de resultados representativos en el potencial de formación.

Para proporcionar un mayor ajuste de los datos del potencial de formación de hidratos de metano (tipo I) se deben considerar los efectos de transferencia de calor y pérdidas de temperatura a lo largo de la tubería en trabajos futuros, ya que en este trabajo se consideró la tubería aislada.

Para trabajos próximos se recomienda hacer uso de los recursos de los modelos de Panhandle A, Panhandle B e IGT, ya que los resultados que se muestran en este trabajo depende del modelo que se utiliza para el cálculo de las pérdidas de presión (ΔP) y de esta manera poder comparar resultados.

Es necesario incluir el aspecto cinético, el cual define la formación y descomposición del hidrato en la realidad, ya que los cálculos relacionados a los hidratos no solo tiene una vertiente termodinámica, que fue cubierta en este trabajo. Un amplio entendimiento de la cinética de la formación de los hidratos puede permitir, en un futuro, la exploración de un mecanismo cinético que favorezca la disminución de la velocidad de formación de éstos.

BIBLIOGRAFÍA

HASAN A.R., U. of North Dakota; C.S. KABIR, Chevron Petroleum Technology Co. Aspects of Wellbore Heat Transfer During Two-Phase Flow (includes associated papers 30226 and 30970)., SPE 22948-PA., 1994

ACOSTA G. J., SANABRIA. P.C. Modelamiento termodinámico para la predicción de la presión de formación incipiente de hidratos de metano. Proyecto de grado., USCO, 2011

BERGE, B. K. (1986). Hydrate predictions on a microcomputer. Proceedings - Symposium on Petroleum Industry Applications of Microcomputers, 18-20 Junio, Silvercreek, Colorado, EEUU. SPE 15306-MS

BIRD, BYRON R., STEWART, WARREN E., LIGHTFOOT EDWIN N., Fenómenos de transporte “Un estudio sistemático de los fundamentos del transporte de materia, energía y cantidad de movimiento”, Repla s.a 1987

CARROLL JOHN. NATURAL GAS HYDRATES: A guide for engineers., Elsevier Science &Technology Book, 2002

PARRA PINZÓN R., Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos, Universidad Surcolombiana, 2008.

BARBOSA PAVONI FERNANDA, Tesis de grado: Modelagem e simulacao da formacao de hidratos de metano: um estudo do equilibrio termodinamico sólido-líquido-vapor; Universidad do Estado do Rio de Janeiro Instituto Politecnico, 2007.

CASTILLO BORJA FLORIANNE, Tesis de grado: Prediccion de Formacion de Hidratos, Instituto Tecnologicon de Celaya, 2001.

GUO, B., DUAN, S., GHALAMBOR, A. 2006. A Simple Model for Predicting Heat Loss and Temperature Profiles in Insulated Pipelines. SPE Prod & Oper 21 (1): 107-113. SPE-86983-PA.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIONES.
Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. 6ª
actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008.

KLAUDA, J. B., SANDLER, S. I. Phase behavior of clathrate hydrates: a
model for single and multiple gas component hydrates. *Chemical
Engineering Science*, v. 58, p. 27-41 2003.

MARSHALL, T.R., Lie, O.H., Baker Jardine and Assocs. Inc. A Thermal
Transient Model of Circulating Wells: 1. Model Development. *SPE.*, 24290-
MS., 1992.

**NARDONE. V., MÜLLER M., BOUZA. ALEXIS., SANCHEZ Y., MOUNTBRUN
J.** Evaluación de modelos empíricos para la predicción de hidratos de gas
natural. *Revista de la facultad de Ingeniería U.C.V.*, Vol 24, N° 3, pp. 21-31,
2009.

PERRY, R., GREEN. D., y MALONEY, J. *Perry's chemical engineers
handbook*, 8th ed. McGraw Hill International Edition 2008.

R. AL-HUSSAINY., H.J.RAMEY JR., P.B. CRAWFORD. *The Flow of Real
Gases Through Porous Media.*, Texas A&M U., College station, Tex

SALDARRIAGA V. JUAN G. *Hidráulica de Tuberías*, McGraw-Hill,
Colombia, 2001

STRYJEK, R.; VERA, J.H – An improved Peng-Robinson equation of state
for pure compounds and mixtures. *Canadian Journal of Chemical
Engineering*, v.64, n. 2, p. 323-333, 1986a

VÁZQUEZ-ROMÁN R. A model based on average velocity for gas
production pipe simulation, *Computers Chem. Engng Vol 22, Suppl.*, pp
S307-S314, 1998

VÁZQUEZ-ROMÁN R. An efficient flash procedure using cubic equations
of state. *Chemical Engng Journal* 84., pp 201-205, 2001

**F. Castillo-Borja, R. Vázquez-Román, F.Garcia-Sanchez y G. Eliosa-
Jimenez.** Predicción de la Formación de hidratos de metano en tuberías.
Inst. Tecnológico de Celaya, Dpto de Ingeniería Química. *Rev Información
Tecnológica- Vol.13N°4 - 2002.* pag 167-174

Anexo 1

Sistema de Simulación

Modelamiento Termodinámico para la Predicción del Potencial de Formación de Hidratos de Metano Tipo I en Tuberías mediante la Utilización de Método Mecanístico

Programa Fuente: **Sistema de Simulación**

Por: **Jaime Trujillo Bolaños, Daniel Felipe Centeno**

Asesor: Ing. Cesar A Berrio.

Herramienta de desarrollo: Microsoft Visual FoxPro 6.0

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

Fuente: **Formulario de Ingreso.**

Sistema de Simulación

Modelamiento Termodinámico para la Predicción del Potencial de Formación de Hidratos De Metano (Tipo I) en Tuberías mediante la Utilización de Método Mecanístico

Sistema de Simulación

Parámetros de Entrada

<i>Ti</i>	<input type="text" value="291.00"/> <i>K</i>	<i>Densidad</i>	<input type="text" value="120.00"/> <i>gr/cm³</i>	<i>Zw</i>	<input type="text" value="0.300000"/> <i>%</i>
<i>Pi</i>	<input type="text" value="147.00"/> <i>bares</i>	<i>Diametro</i>	<input type="text" value="0.085000"/> <i>m</i>	<i>Zg</i>	<input type="text" value="0.700000"/> <i>%</i>
<i>m</i>	<input type="text" value="250.00"/> <i>mol/s</i>	<i>Longitud</i>	<input type="text" value="3000.00"/> <i>Dm</i>	<i>Angulo</i>	<input type="text" value="10.00"/> <i>grados</i>
		<i>Rugosidad</i>	<input type="text" value="0.00004605000"/>	<i>fi</i>	<input type="text" value="0.025000"/>

Opciones

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

Trabajo realizado por:
Jaime Trujillo Bolaños
Daniel Felipe Centeno

apptesis.prg (para el despliegue)

```
*-----
*-UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
*-FACULTAD DE INGENIERÍA
*-PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
*-2012
*-----

deactivate windows screen

*--origen de la base de datos
create cursor PATHDATA(RUTADATA c(100))
append from c:\apptesis\apptesis.ini delimited with '"' with char ';'

select PATHDATA
set path to (PATHDATA.RUTADATA)

*--Configuración del path base de datos
open database dbtesis.dbc shared

*--configuracion por defecto del Menu
do form c:\apptesis\forms\pantalla.scx
read events

on error
procedure infError
  parameters nro_error,message
  wait windows str(nro_error,6)+" "+message+" "+alias()
endproc

Form1.init
public
vTi,vPi,vm,vAngulo,vQ,vRugosidad,vDiametro,vLongitud,vZw,vZg,vDensidad;
vR,vVelocidad,vVisco,vRe,vfi,vArea,vafo,vado,vaVo,vprF,vprD,vprV,vCp,vV
Prom,vFProm,vDensProm,cTitulo

set procedure to c:\apptesis\progs\utilidades

set safety off

cTitulo='Simulador'
```

vTi=0
vPi=0
vm=0
vAngulo=0
vQ=0
vRugosidad=0
vDiametro=0
vLongitud=0
vZw=0
vZg=0
vDensidad=0
vR=0
vVelocidad=0
vVisco=0
vRe=0
vfi=0
vArea=0
vCp=0

vVProm=0
vFProm=0
vDensProm=0

*--parte 2

vafo=0
vado=0
vaVo=0
vprF=0
vprD=0
vprV=0

*--cargando valores iniciales
select * from entrada into cursor dat
select dat

thisform.tbTI.value=Ti
thisform.tbPI.value=Pii
thisform.tbm.value=m
thisform.tbAngulo.value=Angulo
thisform.tbQ.value=Q
thisform.tbRugosidad.value=Rugosidad
thisform.tbDiametro.value=Diametro
thisform.tbLongitud.value=Longitud
thisform.tbZw.value=Zw

```

thisform.tbZg.value=Zg
thisform.tbDensidad.value=Densidad
thisform.tbR.value=R
thisform.tbVelocidad.value=Velocidad
thisform.tbVisco.value=Visco
thisform.tbRe.value=Re
thisform.tbfi.value=fi
thisform.tbArea.value=Area
thisform.tbCp.value=cp

```

*--Variables Parte 2

*--se debe guardar, para calcular el dato

```
cmdCargarVariables
```

*--Cargar valores iniciales y calculos

```

vTi=THISFORM.tbTI.VALUE
vPi=THISFORM.tbPI.VALUE
vm=THISFORM.tbm.VALUE
vAngulo=THISFORM.tbAngulo.VALUE
vQ=THISFORM.tbQ.VALUE

```

```

vRugosidad=THISFORM.tbRugosidad.VALUE
vDiametro=THISFORM.tbDiametro.VALUE
vLongitud=THISFORM.tbLongitud.VALUE
vZw=THISFORM.tbZw.VALUE
vZg=THISFORM.tbZg.VALUE
vDensidad=THISFORM.tbDensidad.VALUE
vR=THISFORM.tbR.VALUE
vVisco=THISFORM.tbVisco.VALUE
vfi=THISFORM.tbfi.VALUE
vCp=THISFORM.tbCp.VALUE

```

*--Calculos Iniciales

```

vArea= PI()*vDiametro^2
vVelocidad=vm/(vArea*10*vDensidad)
vRe=(vDensidad*vDiametro*vVelocidad/vVisco)

```

```

THISFORM.tbArea.VALUE=vArea
THISFORM.tbVelocidad.VALUE=vVelocidad
THISFORM.tbRe.VALUE=vRe

```

*--THISFORM.REFRESH()

*--obtener el numero valido de la semilla
vVProm=vVelocidad

```
vFProm=fnFnewOk()
vDensProm=vDensidad
```

```
cmdCalcularM1
```

```
*--cargar la matriz datos de referencia
```

```
local
```

```
nIncremento,nDL_Final,c,fn,vPaso,c2,vFnewOk,densi_temp,vVariacion
```

```
*--limpiar la tabla para el calculo de f
```

```
if used ("m1") then
```

```
    select m1
```

```
    zap
```

```
else
```

```
    use dbtesis!m1 exclusive
```

```
    select m1
```

```
    zap
```

```
endif
```

```
if used ("m2") then
```

```
    select m2
```

```
    zap
```

```
else
```

```
    use dbtesis!m2 exclusive
```

```
    select m2
```

```
    zap
```

```
endif
```

```
*--generando la matriz de arranque-----
```

```
nIncremento=100
```

```
vPaso=1
```

```
nLongitud=thisform.tbLongitud.value
```

```
c=nIncremento
```

```
c2=nLongitud
```

```
vVariacion=fnVariacion(vPaso)
```

```
vFnewOk=fnFnewOk()
```

```
*--Cargando los valores iniciales de la matriz.
```

```
do while c<=nLongitud
```

```
    insert into m1(paso,deltali,delta) value(vPaso,c2,c)
```

```
    c=c+nIncremento
```

```
    c2=c2-nIncremento
```

enddo

*--actualizando los valores de la tabla segun el paso.

```

update m1;
  set volumen=fnVolumen(vArea,DeltaL),;
  hi=fnHi(vPi,Volumen),;
  deltap1=fnDeltaP1(vm,vArea,vVprom,vAngulo),;
  deltap2=fnDeltaP2(vFnewOk,DeltaLi,vVProm,vm,vDiametro,vArea),;
  deltap3=fnDeltaP3(vm,vArea,vVelocidad,vVProm),;
  deltap=fnDeltaP(DeltaP1,DeltaP2,DeltaP3),;
  deltah1=fnDeltaH1(vm,DeltaL,vAngulo),;
  deltah2=fnDeltaH2(),;
  deltah3=fnDeltaH3(vm,vVProm,vVelocidad),;
  deltah=fnDeltaH(DeltaH1,DeltaH2,DeltaH3,vm),;
  po=fnPo(vPi,DeltaP),;
  ho=fnHo(Hi,DeltaH),;
  to1=fnTo(DeltaH,vCP,vTi);
  where paso=vPaso

```

```

select m1
go top
densi_temp=fnDensi(vDensidad,vVariacion)
do while not(eof())
  replace densi with densi_temp
  densi_temp=fnDensi(densi_temp,vVariacion)
  skip
enddo

```

```

update m1;
  set velsalida=fnVelSalida(vm,vArea,Densi),;
  nre=fnNre(VelSalida,vDiametro,Densi,vVisco),;
  f=fnf(vFnewOk),;
  densipro=fnDensiPro(Densi,vDensidad),;
  velocprom=fnVelocProm(VelSalida,vVelocidad),;
  fprome=vFnewOk;
  where paso=vPaso

```

*--2da matriz -----

*--realiza el proceso para nPasos

```

vPaso=1
do while vPaso<=99
  c=nIncremento
  c2=nLongitud
  vPaso=vPaso+1

```

```

vVariacion=fnVariacion(vPaso)

do while c<=nLongitud
  insert into m1(paso,deltali,deltal) value(vPaso,c2,c)
  c=c+nIncremento
  c2=c2-nIncremento
enddo

select m1.deltal,M1.volumen, M1.hi, M1.densi, M1.velsalida, M1.densipro,
M1.velocprom,;
  M1.fprome;
  from dbtesis!m1;
  where paso=vPaso-1;
  into cursor dat

select dat
go top

scan

update m1;
  set volumen=fnVolumen(vArea,DeltaL),;
  hi=fnHi(vPi,Volumen),;
  deltap1=fnDeltaP1(vm,vArea,dat.velocprom,vAngulo),;

deltap2=fnDeltaP2(vFnewOk,DeltaLi,dat.velocprom,vm,vDiametro,vArea),;
deltap3=fnDeltaP3(vm,vArea,dat.velsalida,vVelocidad),;
deltap=fnDeltaP(DeltaP1,DeltaP2,DeltaP3),;
deltah1=fnDeltaH1(vm,DeltaL,vAngulo),;
deltah2=fnDeltaH2(),;
deltah3=fnDeltaH3(vm,dat.velsalida,vVelocidad),;
deltah=fnDeltaH(DeltaH1,DeltaH2,DeltaH3,vm),;
po=fnPo(vPi,DeltaP),;
ho=fnHo(Hi,DeltaH),;
to1=fnTo(DeltaH,vCP,vTi),;
densi=fnDensi(dat.densi,vVariacion),;
velsalida=fnVelSalida(vm,vArea,Densi),;
nre=fnNre(VelSalida,vDiametro,Densi,vVisco),;
f=fnf(vFnewOk),;
densipro=fnDensiPro(Densi,vDensidad),;
velocprom=fnVelocProm(VelSalida,vVelocidad),;
fprome=vFnewOk;
where paso=vPaso;
and m1.deltal=dat.deltal

```

```

endscan

enddo

*--Generar campos de resumen-----
*--obtener pflncipiente

c=nIncremento
do while c<=nLongitud
  insert into m2(deltal) value(c)
  c=c+nIncremento
enddo

select m1.deltal,M1.po,m1.paso;
  from dbtesis!m1;
  where paso=100;
  into cursor dat

select dat
go top

scan
  update m2;
  set pfincipiente=fnPfincipiente(Deltal,dat.Po);
  where m2.deltal=dat.deltal
endscan

cmdCalcularf

*--limpiar la tabla para el calculo de f
IF USED ("cf") then
  SELECT cf
  ZAP
ELSE
  USE dbtesis!cf EXCLUSIVE
  SELECT cf
  ZAP
ENDIF

LOCAL nIncremento,c,fn,nuevo_fi,num1,num2,numero_valido
num1=1
num2=0
numero_valido=.F.

```

*-- Generando la matriz calculo de f semilla -----

```

c=1
DO WHILE (c<=30)
  IF c=1 then
    nuevo_fi=fNew(vRugosidad,vRe,vfi)
    fn=vfi
  ELSE
    fn=nuevo_fi
    nuevo_fi=fNew(vRugosidad,vRe,fn)
  ENDIF
  SELECT cf
  APPEN BLANK
  REPLACE k WITH c
  REPLACE fi WITH fn
  REPLACE fnew WITH nuevo_fi
  num2=nuevo_fi
  c=c+1
ENDDO

```

cmdCalcular

```

thisform.cmdCargarVariables.click()
thisform.cmdCalcularf.click()
thisform.cmdCalcularM1.click()

```

*--guardar cambios

```

update entrada;
set Ti=vTi,;
Pii=vPi,;
m=vm,;
Angulo=vAngulo,;
Q=vQ,;
Rugosidad=vRugosidad,;
Diametro=vDiametro,;
Longitud=vLongitud,;
Zw=vZw,;
Zg=vZg,;
Densidad=vDensidad,;
R=vR,;
Velocidad=vVelocidad,;
Visco=vVisco,;
Re=vRe,;

```

```
fi=vfi,;
Area=vArea,;
cp=vCp
```

```
cmdReporteDetallado
prMatrizM1()
```

```
cmdInformeFinal
prReporte()
```

```
cmdDataGráficoPotencial
prData()
```

```
cmdSalir
op=messagebox("Esta seguro de SALIR del programa? ",1+32+256,"Salir")
if op=1 THEN
    thisform.release
    clear events
endif
```

Codigo1 (Código Referencia Formulación)

```
*--Código anexado
*--set procedure to c:\apptesis\progs\codigo
```

```
PROCEDURE Calcular(pC1,pH2O,pPresion,pTemperatura)
prVariables()
LOCAL i, iterar
i=0
iterar=0
zj(1) = pC1
zj(2) = pH2O
```

```
&&El rango de presion supuesto es de 26.41 a 4050 K
P = pPresion
P = P * 14.50377 &&conversion de BAR a PSI
```

```
&&El rango de temperatura supuesto es de 243 a 318 K
T = pTemperatura
T = T * 1.8 &&conversion de Kelvin a rankin
```

```
FOR i = 1 TO 2
    Tr(i) = T / Tc(i)
ENDFOR
iterar = 0
```

*--METODO DE PENG

```

DO WHILE .T.
  IF iterar = 0 Then
    funcionIpeng() &&hallamos aj, bj, acj
    funcionII() &&hallamos aTj, Kj
  ENDIF
  funcionIII() &&Xj, Yj, aT, b, A, B
  funcionIVpeng() &&hallamos zg, zl
  funcionV() &&hallamos A'j, B'j
  funcionVIpeng() &&coeficientes de fugacidad phi
  funcionVII() && hallamos el nuevo valor de kjc y miramos el error
  IF (sumerror >= TOLerr) Then
    iterar = 1
    FOR i = 1 TO 2
      Kj(i) = Kjc(i)
    ENDFOR
  ENDIF

  IF (sumerror < TOLerr) then
    EXIT
  ELSE
    LOOP
  ENDIF
ENDDO

```

```

P = P / 14.50377 &&conversion de PSI a BAR
T = T / 1.8 &&conversion de rankin a kelvin

```

funcionVIII() &&fugacidad en la fase de vapor y liquida

```

FOR i = 1 TO 2
  cji(i) = EXP(Acji(i) + (Bcji(i) / T))
ENDFOR

```

```

funcionIX() &&calculo de la fraccion de ocupacion de las cavidades
funcionX() &&diferencia entre el potencial quimico del agua en el hidrato
vacio y en la fase hidrato
funcionXI() &&diferencia en la capacidad calorifica entre el hidrato
funcionXII() &&fugacidad del agua en el hidrato
funcionXIII() &&fugacidad del agua en la fase hidrato

```

*--Los resultados

```

*!*      Me.txtResult1.Text = Fj(0)

```

```
*!*      Me.txtResult2.Text = Fj(2)
*!*      Me.txtResult3.Text = Fwh(0)
*!*      Me.txtResult4.Text = Fj(1)
*!*      Me.txtResult5.Text = Fj(3)
*!*      Me.txtResult6.Text = Fwh(1)
```

```
? Fj(1)
? Fj(3)
? Fwh(1)
? Fj(2)
? Fj(4)
? Fwh(2)
```

ENDPROC

FUNCTION funcionIpeng()

```
LOCAL i
FOR i = 1 TO 2
    aj(i) = (1 + (0.37464 + (1.5422 * w(i)) - (0.26992 * (w(i)) ^ 2)) * (1 - (Tr(i)) ^
0.5)) ^ 2
    bj(i) = 0.0778 * ((R * Tc(i)) / Pc(i))
    acj(i) = 0.45724 * (((R ^ 2) * (Tc(i)) ^ 2) / Pc(i))
ENDFOR
ENDFUNC
```

FUNCTION funcionII()

```
LOCAL i
FOR i = 1 TO 2
    aTj(i) = acj(i) * aj(i)
    Kj(i) = (Pc(i) / P) * EXP(5.37 * (1 + w(i)) * (1 - (Tc(i) / T)))
ENDFOR
ENDFUNC
```

FUNCTION funcionIII()

```
LOCAL i,j,k
&&Metodo newton raphson para hallar ng
ng = 0.5 &&valor inicial
&&ng = 1.35
fin = 0
fng = 1
fng2 = 0
dfng2 = 0
N = 100
```

```

DO WHILE .T.
  fin = fin + 1
  IF (ABS(fng)) > TOL Then
    FOR i = 1 TO 2
      fng = (zj(i) * (Kj(i) - 1)) / ((ng * (Kj(i) - 1)) + 1)
      fng = fng2 + fng
      fng2 = fng
      dfng = (-zj(i) * (Kj(i) - 1) ^ 2) / (1 + (ng * (Kj(i) - 1))) ^ 2
      dfng = dfng2 + dfng
      dfng2 = dfng
    ENDFOR
    xng = ng - (fng / dfng)
    ng = xng
  ENDIF
  IF (fin > N) then
    EXIT
  ELSE
    LOOP
  ENDIF
ENDDO

FOR i = 1 TO 2
  xj(i) = zj(i) / (1 + (ng * (Kj(i) - 1)))
  yj(i) = Kj(i) * xj(i)
ENDFOR

probar = xj(1) + xj(2)

FOR i = 1 TO 2
  aT2 = 0
  FOR j = 1 TO 2
    FOR k = 1 TO 2
      IF i = 1 Then
        aT1(i) = xj(j) * xj(k) * SQRT(aTj(j) * aTj(k)) * (1 - mij(j, k))
        aT1(i) = aT2 + aT1(i)
        aT2 = aT1(i)
      ELSE
        aT1(i) = yj(j) * yj(k) * SQRT(aTj(j) * aTj(k)) * (1 - mij(j, k))
        aT1(i) = aT2 + aT1(i)
        aT2 = aT1(i)
      ENDIF
    ENDFOR
  ENDFOR
ENDFOR

```

```

FOR i = 1 TO 2
  b2 = 0
  FOR j = 1 TO 2
    IF i = 1 Then
      b(i) = xj(j) * bj(j)
      b(i) = b2 + b(i)
      b2 = b(i)
    ELSE
      b(i) = yj(j) * bj(j)
      b(i) = b2 + b(i)
      b2 = b(i)
    ENDIF
  ENDFOR
ENDFOR
FOR i = 1 TO 2
  A(i) = (aT1(i) * P) / (R ^ 2 * T ^ 2)
  B1(i) = (b(i) * P) / (R * T)
ENDFOR
ENDFUNC

FUNCTION funcionIVpeng()
  LOCAL i
  &&Metodo newton raphson para hallar zl y zg (zlg)
  fin = 0
  fzlg = 1
  N = 100
  dfzlg = 1
  FOR i = 1 TO 2
    fin = 0
    fzlg = 1
    IF i = 1 Then
      zlgi = 0.6 &&valor inicial
    ELSE
      zlgi = 1.3 &&valor inicial
    ENDIF
    DO WHILE .T.
      fin = fin + 1
      IF (ABS(fzlg) > TOL) Then
        fzlg = zlgi ^ 3 - ((1 - B1(i)) * zlgi ^ 2) + ((A(i) - (2 * B1(i)) - (3 * B1(i) ^ 2))
* zlgi) - ((A(i) * B1(i)) - B1(i) ^ 2 - B1(i) ^ 3)
        dfzlg = (3 * zlgi ^ 2) - (2 * (1 - B1(i)) * zlgi) + A(i) - (2 * B1(i)) - (3 * B1(i)
^ 2)
        zlg(i) = zlgi - (fzlg / dfzlg)
        zlgi = zlg(i)
      ENDIF
    ENDWHILE
  ENDFOR
ENDFUNCTION

```

```

ENDIF
IF (fin > N) then
  EXIT
ELSE
  LOOP
ENDIF
ENDDO
ENDFOR
ENDFUNC

```

```

FUNCTION funcionV()
LOCAL i, j, k
FOR j = 1 TO 2
  FOR i = 1 TO 2
    sumAjj2 = 0
    IF j = 1 Then
      FOR k = 1 TO 2
        sumAjj = xj(k) * SQRT(aTj(k)) * (1 - mij(i, k))
        sumAjj = sumAjj2 + sumAjj
        sumAjj2 = sumAjj
      ENDFOR
      Ajj(i) = (sumAjj * 2 * SQRT(aTj(i))) / aT1(j)
    ELSE
      FOR k = 1 TO 2
        sumAjj = yj(k) * SQRT(aTj(k)) * (1 - mij(i, k))
        sumAjj = sumAjj2 + sumAjj
        sumAjj2 = sumAjj
      ENDFOR
      Ajj(i + 2) = (sumAjj * 2 * SQRT(aTj(i))) / aT1(j)
    ENDIF
  ENDFOR
ENDFOR

FOR i = 1 TO 2
  IF i = 1 Then
    k = 0
  ELSE
    k = 2
  ENDIF
  FOR j = 1 TO 2
    Bjj(j + k) = bj(j) / b(i)
  ENDFOR
ENDFOR

ENDFUNC

```

```

FUNCTION funcionVIpeng()
  LOCAL i,j,k,exp1,exp2
  FOR i = 1 TO 2
    IF i = 1 Then
      k = 0
    ELSE
      k = 2
    ENDIF
    FOR j = 1 TO 2
      exp1=zlg(i) - B1(i)
      exp2=(zlg(i) + ((SQRT(2) + 1) * B1(i))) / (zlg(i) - ((SQRT(2) - 1) * B1(i)))
      phi(j + k) = EXP(-LOG(ABS(exp1)) + ((zlg(i) - 1) * Bjj(j + k)) - ((A(i) / ((2 ^
1.5) * B1(i))) * (Ajj(j + k) - Bjj(j + k))* LOG(ABS(exp2))))
    RETURN
  ENDFOR
ENDFOR
ENDFUNC

```

```

FUNCTION funcionVII()
  LOCAL i
  sumerror2 = 0
  sumerror = 0
  FOR i = 1 TO 2
    Kjc(i) = phi(i)/iif(phi(i+2)=0,1,phi(i+2))
    errorj(i) = ((Kj(i)-Kjc(i))^2)/(Kj(i)*Kjc(i))
    sumerror = sumerror2 + errorj(i)
    sumerror2 = sumerror
  ENDFOR
ENDFUNC

```

```

FUNCTION funcionVIII()
  LOCAL i,j,k
  FOR i = 1 TO 2
    IF i = 1 Then
      k = 0
      FOR j = 1 TO 2
        Fj(j + k) = xj(j) * phi(j + k) * P &&Fj(1)-->C1, Fj(2)-->H2O liquido
      ENDFOR
    ELSE
      k = 2
      FOR j = 1 TO 2
        Fj(j + k) = yj(j) * phi(j + k) * P &&Fj(2)-->C1, Fj(4)-->H2O gas
      ENDFOR
    ENDIF
  ENDFOR
ENDFUNC

```

```

    ENDFOR
  ENDIF
ENDFOR
ENDFUNC

```

```

FUNCTION funcionIX()
  LOCAL i
  sumFj2 = 0
  FOR i = 1 TO 2
    sumFj = cji(i) * Fj(3)
    sumFj = sumFj2 + sumFj
    sumFj2 = sumFj
  ENDFOR
  FOR i = 1 TO 2
    thetaj(i) = (cji(i) * Fj(3)) / (1 + sumFj)
  ENDFOR
ENDFUNC

```

```

FUNCTION funcionX()
  LOCAL i
  sumathetaj = thetaj(1) + thetaj(2)
  sumdeltaH2 = 0
  FOR i = 1 TO 2
    sumdeltaH = vi(i) * LOG10(1 - sumathetaj)
    sumdeltaH = sumdeltaH2 + sumdeltaH
    sumdeltaH2 = sumdeltaH
  ENDFOR
  deltaH = -R1 * T * sumdeltaH
ENDFUNC

```

```

FUNCTION funcionXI()
  deltaCpl0 = deltaCp0 + (bmol * (T - T0))
  deltahl0 = deltah0 + deltahf + (deltaCpl0 * (T - T0))
  deltaL = ((deltat0 / (R1 * T0)) + ((deltahl0 / R1) * ((1 / T) - (1 / T0))) +
  ((deltavl0 / (R1 * T)) * (P - P0)))
ENDFUNC

```

```

FUNCTION funcionXII()
  LOCAL i
  FOR i = 1 TO 2
    Fwb(i) = Fj(i) * EXP(deltaL / (R1 * T))
  ENDFOR
ENDFUNC

```

```

FUNCTION funcionXIII()

```

```

LOCAL i
FOR i = 1 TO 2
  Fwh(i) = Fwb(i) * EXP(-deltaH / (R1 * T))
ENDFOR
ENDFUNC

```

```

PROCEDURE prVariables()

```

*--12, Calcular el potencial de formación de hidratos, para las condiciones termodinámicas al final del segmento de tubería.

```

PUBLIC
P,T,probar,ng,fng,dfng,fin,R,H2O,xng,C10,TOTAL,N,fng2,dfng2,TOL,TOLerr
,aT2,b2,;

```

```

zlg1,fzlg,fzlg2,dfzlg,dfzlg2,sumAjj,sumAjj2,prueba,sumerror,sumerror2,sumFj
,sumFj2,deltaH,sumdeltaH,sumdeltaH2,;
sumathetaj,R1,deltaL,deltau0 ,deltah0
,deltavI0,deltaCp0,bmol,T0,P0,deltahI0,deltaCpI0,deltahf

```

```

R=10.732
TOL=0.00001
TOLerr=0.0001
R1= 83.148
deltau0 = 1264
deltah0=1389
deltavI0=4.6
deltaCp0=-38.12
bmol=0.141
T0=273.15
P0=14.7
deltahf=6012.35

```

```

*--Las matrices
PUBLIC DIMENSION Tc(2)
tc(1)=343.04
tc(2)=1164.81

```

```

PUBLIC DIMENSION Pc(2)
Pc(1)=667
Pc(2)=3200.1

```

```

PUBLIC DIMENSION w(2)
w(1)=0.0108
w(2)= 0.3445

```

PUBLIC DIMENSION $Tr(2)$
 $Tr(1)=0.0$
 $Tr(2)=0.0$

PUBLIC DIMENSION $a_j(2)$
 $a_j(1)=0.0$
 $a_j(2)=0.0$

PUBLIC DIMENSION $ac_j(2)$
 $ac_j(1)=0.0$
 $ac_j(2)=0.0$

PUBLIC DIMENSION $aT_j(2)$
 $aT_j(1)=0.0$
 $aT_j(2)=0.0$

PUBLIC DIMENSION $b_j(2)$
 $b_j(1)=0.0$
 $b_j(2)=0.0$

PUBLIC DIMENSION $K_j(2)$
 $K_j(1)=0.0$
 $K_j(2)=0.0$

PUBLIC DIMENSION $z_j(2)$
 $z_j(1)=0.0$
 $z_j(2)=0.0$

PUBLIC DIMENSION $x_j(2)$
 $x_j(1)=0.0$
 $x_j(2)=0.0$

PUBLIC DIMENSION $y_j(2)$
 $y_j(1)=0.0$
 $y_j(2)=0.0$

PUBLIC DIMENSION $m_{ij}(3,3)$
 $m_{ij}(1,1)=0.0$
 $m_{ij}(1,2)=0.0$
 $m_{ij}(1,3)=0.0$
 $m_{ij}(2,1)=0.0$
 $m_{ij}(2,2)=0.0$
 $m_{ij}(2,3)=0.0$
 $m_{ij}(3,1)=0.0$
 $m_{ij}(3,2)=0.0$

$m_{ij}(3,3)=0.0$

PUBLIC DIMENSION aT1(2)

aT1(1)=0.0

aT1(2)=0.0

PUBLIC DIMENSION b(2)

b(1)=0.0

b(2)=0.0

PUBLIC DIMENSION A(2)

A(1)=0.0

A(2)=0.0

PUBLIC DIMENSION B1(2)

B1(1)=0.0

B1(2)=0.0

PUBLIC DIMENSION zlg(2)

zlg(1)=0.0

zlg(2)=0.0

PUBLIC DIMENSION Ajj(4)

Ajj(1)=0.0

Ajj(2)=0.0

Ajj(3)=0.0

Ajj(4)=0.0

PUBLIC DIMENSION Bjj(4)

Bjj(1)=0.0

Bjj(2)=0.0

Bjj(3)=0.0

Bjj(4)=0.0

PUBLIC DIMENSION sumAj(2)

sumAj(1)=0.0

sumAj(2)=0.0

PUBLIC DIMENSION phi(4)

phi(1)=0.0

phi(2)=0.0

phi(3)=0.0

phi(4)=0.0

PUBLIC DIMENSION Kjc(2)

Kjc(1)=0.0
Kjc(2)=0.0

PUBLIC DIMENSION errorj(2)
errorj(1)=0.0
errorj(2)=0.0

PUBLIC DIMENSION cji(2)
cji(1)=0.0
cji(2)=0.0

PUBLIC DIMENSION Acji(2)
Acji(1)=-24.027993
Acji(2)=-22.683049

PUBLIC DIMENSION Bcji(2)
Bcji(1)=3134.7529
Bcji(2)=3080.3857

PUBLIC DIMENSION Fj(4)
Fj(1)=0.0
Fj(2)=0.0
Fj(3)=0.0
Fj(4)=0.0

PUBLIC DIMENSION thetaj(2)
thetaj(1)=0.0
thetaj(2)=0.0

PUBLIC DIMENSION vi(2)
vi(1)=2.0
vi(2)=6.0

PUBLIC DIMENSION Fj2(4)
Fj2(1)=0.0
Fj2(2)=0.0
Fj2(3)=0.0
Fj2(4)=0.0

PUBLIC DIMENSION Fwb(2)
Fwb(1)=0.0
Fwb(2)=0.0

PUBLIC DIMENSION Fwh(2)
Fwh(1)=0.0

Fwh(2)=0.0

ENDFUNC

utilidadesbd.prg (Código fuente o Real de Formulación)

*--utilidades

*--set procedure to c:\apptesis\progs\utilidades

function fnVolumen(vArea,mDeltaL)

local n

n=0

n=vArea*mDeltaL

return n

endfunc

function fnHi(vPi,mVolumen)

local n

n=0

n=-120+(vPi*0.99)*mVolumen

return n

endfunc

function fnDeltaP1(vm,vArea,vVprom,vAngulo)

local n

n=0

n=((vm*9.81)/(vArea*vVprom))*sin(vAngulo)

&&SEn debe ser en radianes

return n

endfunc

function fnDeltaP2(vFProm,mDeltaLi,vVProm,vm,vDiametro,vArea)

local n

n=0

n=(vFProm*mDeltaLi*vVProm*vm)/(2*vDiametro*vArea)/10000

return n

endfunc

function fnDeltaP3(vm,vArea,vVelocidad,vVProm)

local n

n=0

n=(vm/vArea)*(vVelocidad-vVProm)/10000

&&vVProm inicia con igual, luego cambia

return n

endfunc

```
function fnDeltaP(mDeltaP1,mDeltaP2,mDeltaP3)
    local n
    n=0
    n=(-mDeltaP1-mDeltaP2-mDeltaP3)
    &&vVProm inicia con igual, luego cambia
    return n
endfunc
```

```
function fnDeltaH1(vm,mDeltaL,vAngulo)
    local n
    n=0
    n=vm*mDeltaL*sin(vAngulo)
    &&Radianes
    return n
endfunc
```

```
function fnDeltaH2()
    local n
    n=0
    return n
endfunc
```

```
function fnDeltaH3(vm,vVProm,vVelocidad)
    local n
    n=0
    n=(vm/2)*(vVProm^2-vVelocidad^2)
    return n
endfunc
```

```
function fnDeltaH(mDeltaH1,mDeltaH2,mDeltaH3,vm)
    local n
    n=0
    n=(-mDeltaH1-mDeltaH2-mDeltaH3)/vm
    return n
endfunc
```

```
function fnPo(vPi,mDeltaP)
    local n
    n=0
    n=(vPi*0.99)+mDeltaP
```

```

return n
endfunc

```

```

function fnHo(mHi,mDeltaH)
local n
n=0
n=mHi+mDeltaH
return n
endfunc

```

```

function fnTo(mDeltaH,vCP,vTi)
local n
n=0
n=(mDeltaH/vCP)+vTi
return n
endfunc

```

```

function fnDensi(vDensidad,pVariacion)
local n
n=0
n=vDensidad*pVariacion
return n
endfunc

```

```

function fnVelSalida(vm,vArea,mDensi)
local n
n=0
n=vm/(vArea*10*mDensi)
return n
endfunc

```

```

function fnNre(mVelSalida,vDiametro,mDensi,vVisco)
local n
n=0
n=(mVelSalida*vDiametro*mDensi)/vVisco
return n
endfunc

```

```

function fnf(vFnewOk)

```

```

local n
n=0
n=vFnewOk
return n
endfunc

```

```

function fnDensiPro(mDensi,vDensidad)
local n
n=0
n=(mDensi*vDensidad)/(2*(mDensi+vDensidad))
return n
endfunc

```

```

function fnVelocProm(mVelSalida,vVelocidad)
local n
n=0
n=(mVelSalida+vVelocidad)/2
return n
endfunc

```

```

function fNew(vRugosidad,vRe,mfi)
local n
n=0
p1=(vRugosidad/3.7)
p2=2.51/(vRe*sqrt(mfi))
n=(-2*log10(p1+p2))^-2
return n
endfunc

```

```

function fnFnewOk
if used("cf") then
select cf
else
use dbtesis!cf
select cf
endif
go bottom
return cf.fnew
endfunc

```

```

function fnVariacion(pid)
select Vardensi.variacion;
from dbtesis!vardensi;

```

```

    where Vardensi.k = pid;
    into cursor dat1
select dat1
if pid>29 then
    return 1
else
    return dat1.variacion
endif
endfunc

```

```

function dj(mDeltaL)
    local n
    n=0
    n=0.0252*mDeltaL-67.069
    return n
endfunc

```

```

function fnPfincipiente(mDeltaL,mPo)
    local n
    n=0
    n=dj(mDeltaL)-mPo
    return n
endfunc

```

*--Reportes xls

```

procedure prMatrizf()
    local cfile

```

```

    select Cf.k, Cf.fi, Cf.fnew;
    from dbtesis!cf;
    into cursor c_mf

```

```

    cfile=putfile('Guardar como..','Calculo_de_f','xls')
    if empty(cfile) then
        messagebox('Operación cancelada. ',0+48,'Guardar')
    else
        select c_mf
        copy to (cfile) type xl5
        messagebox('Archivo Generado En: '+chr(13)+(cfile)+'
de f')
        select c_mf
        use
    endif

```

endproc

procedure prMatrizM1()

local cfile

select M1.paso, M1.deltali, M1.deltal, M1.volumen, M1.hi, M1.deltap1,;
M1.deltap2, M1.deltap3, M1.deltap, M1.deltah1, M1.deltah2, M1.deltah3,;
M1.deltah, M1.po, M1.ho, M1.to1, M1.densi, M1.velsalida, M1.nre, M1.f,
M1.densipro,;

M1.velocprom, M1.fprom;

from dbtesis!m1;

into cursor c_m1

cfile=putfile('Guardar como..','Matriz1DL','xls')

if empty(cfile) then

messagebox('Operación cancelada. ',0+48,'Guardar')

else

select c_m1

copy to (cfile) type xl5

messagebox('Archivo Generado En: '+chr(13)+(cfile)+'
',0+64,'Detalle')

select c_m1

use

endif

endproc

procedure prReporte()

local cfile

select * from dbtesis!reporte;

into cursor c_rep

cfile=putfile('Guardar como..','Reporte','xls')

if empty(cfile) then

messagebox('Operación cancelada. ',0+48,'Guardar')

else

select c_rep

copy to (cfile) type xl5

messagebox('Archivo Generado En: '+chr(13)+(cfile)+'
',0+64,'Reporte')

select c_rep

use

endif

endproc

procedure prData()

```

local cfile
select * from dbtesis!datagrafico;
  into cursor c_rep
cfile=putfile('Guardar como..','data_grafico','xls')
if empty(cfile) then
  messagebox('Operación cancelada. ',0+48,'Guardar')
else
  select c_rep
  copy to (cfile) type xl5
  messagebox('Archivo Generado En: '+chr(13)+(cfile)+'      ',0+64,'Data
Grafico')
  select c_rep
  use
endif
endproc

```

Descripción de la base de datos.

```

* *****
* *
* * 13/04/12          DBTESIS.DBC          05:52:48
* *
* *****
* *
* * Description:
* * This program was automatically generated by GENDBC
* * Version 2.26.67
* *
* *****

```

```

DisplayStatus([Creating database...])
CLOSE DATA ALL
CREATE DATABASE 'DBTESIS.DBC'
DisplayStatus([Creating table ENTRADA...])
MakeTable_ENTRADA()
DisplayStatus([Creating table CF...])
MakeTable_CF()
DisplayStatus([Creating table M1...])
MakeTable_M1()
DisplayStatus([Creating table VARDENSI...])
MakeTable_VARDENSI()
DisplayStatus([Creating table M2...])
MakeTable_M2()
DisplayStatus([Creating view REPORTE...])

```

```

MakeView_REPORTE()
DisplayStatus([Creating view DATAGRAFICO...])
MakeView_DATAGRAFICO()
DisplayStatus([Finished.])

```

```

FUNCTION MakeTable_ENTRADA
**** Table setup for ENTRADA ****
CREATE TABLE 'ENTRADA.DBF' NAME 'ENTRADA' (TI N(6, 2) NOT
NULL, ;
        PII N(6, 2) NOT NULL, ;
        M N(6, 2) NOT NULL, ;
        ANGULO N(6, 2) NOT NULL, ;
        Q N(6, 2) NOT NULL, ;
        RUGOSIDAD F(20, 19) NOT NULL, ;
        DIAMETRO F(12, 6) NOT NULL, ;
        LONGITUD F(12, 2) NOT NULL, ;
        ZW F(12, 6) NOT NULL, ;
        ZG F(12, 6) NOT NULL, ;
        DENSIDAD N(12, 2) NOT NULL, ;
        R F(20, 19) NOT NULL, ;
        VELOCIDAD F(20, 19) NOT NULL, ;
        VISCO F(12, 6) NOT NULL, ;
        RE F(20, 19) NOT NULL, ;
        FI F(12, 6) NOT NULL, ;
        AREA F(20, 19) NOT NULL, ;
        CP N(12, 6) NOT NULL)

```

**** Create each index for ENTRADA ****

**** Change properties for ENTRADA ****
ENDFUNC

```

FUNCTION MakeTable_CF
**** Table setup for CF ****
CREATE TABLE 'CF.DBF' NAME 'CF' (K N(10, 0) NOT NULL, ;
        FI F(20, 19) NOT NULL, ;
        FNEW F(20, 19) NOT NULL, ;
        CHK N(1, 0) NOT NULL)

```

**** Create each index for CF ****

**** Change properties for CF ****
ENDFUNC

```

FUNCTION MakeTable_M1

```

***** Table setup for M1 *****

```
CREATE TABLE 'M1.DBF' NAME 'M1' (PASO N(10, 0) NOT NULL, ;
    DELTALI N(10, 0) NOT NULL, ;
    DELTAL N(10, 0) NOT NULL, ;
    VOLUMEN F(20, 19) NOT NULL, ;
    HI F(20, 19) NOT NULL, ;
    DELTAP1 F(20, 19) NOT NULL, ;
    DELTAP2 F(20, 19) NOT NULL, ;
    DELTAP3 F(20, 19) NOT NULL, ;
    DELTAP F(20, 19) NOT NULL, ;
    DELTAH1 F(20, 19) NOT NULL, ;
    DELTAH2 F(20, 19) NOT NULL, ;
    DELTAH3 F(20, 19) NOT NULL, ;
    DELTAH F(20, 19) NOT NULL, ;
    PO F(20, 19) NOT NULL, ;
    HO F(20, 19) NOT NULL, ;
    TO1 F(20, 19) NOT NULL, ;
    DENSI N(12, 6) NOT NULL, ;
    VELSAIDA F(20, 19) NOT NULL, ;
    NRE F(20, 19) NOT NULL, ;
    F F(20, 19) NOT NULL, ;
    DENSIPRO F(20, 19) NOT NULL, ;
    VELOCPROM F(20, 19) NOT NULL, ;
    FPROME F(20, 19) NOT NULL, ;
    CHK N(1, 0) NOT NULL)
```

***** Create each index for M1 *****

***** Change properties for M1 *****
ENDFUNC

FUNCTION MakeTable_VARDENSI

***** Table setup for VARDENSI *****

```
CREATE TABLE 'VARDENSI.DBF' NAME 'VARDENSI' (K N(10, 0) NOT
NULL, ;
    DENSIDAD N(12, 6) NOT NULL, ;
    VARIACION N(12, 6) NOT NULL, ;
    VALOR F(12, 6) NOT NULL)
```

***** Create each index for VARDENSI *****

***** Change properties for VARDENSI *****
ENDFUNC

FUNCTION MakeTable_M2

***** Table setup for M2 *****

```
CREATE TABLE 'M2.DBF' NAME 'M2' (DELTAL N(10, 0) NOT NULL, ;
      PFINCIPIENTE N(12, 6) NOT NULL)
```

***** Create each index for M2 *****

***** Change properties for M2 *****

ENDFUNC

FUNCTION MakeView_REPORTE

***** View setup for REPORTE *****

```
CREATE SQL VIEW "REPORTE" ;
```

```
AS SELECT M1.deltal, M1.volumen, M1.hi, M1.deltap1, M1.deltap2,
M1.deltap3, M1.deltap, M1.deltah1, M1.deltah2, M1.deltah3, M1.deltah,
M1.po, M1.ho, M1.to1, M1.densi, M1.velsalida, M1.nre, M1.f, M1.densipro,
M1.velocprom, M1.fprom, M2.pfincipiente FROM dbtesis!m1 LEFT
OUTER JOIN dbtesis!m2 ON M1.deltal = M2.deltal WHERE M1.paso =
100
```

```
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'UpdateType', 1)
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'WhereType', 3)
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'FetchMemo', .T.)
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'SendUpdates', .F.)
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'UseMemoSize', 255)
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'FetchSize', 100)
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'MaxRecords', -1)
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'Tables', 'dbtesis!m2')
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'Prepared', .F.)
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'CompareMemo', .T.)
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'FetchAsNeeded', .F.)
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'FetchSize', 100)
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'Comment', "")
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'BatchUpdateCount', 1)
DBSetProp('REPORTE', 'View', 'ShareConnection', .F.)
```

! Field Level Properties for REPORTE

* Props for the REPORTE.deltal field.

```
DBSetProp('REPORTE.deltal', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltal', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltal', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.deltal')
DBSetProp('REPORTE.deltal', 'Field', 'DataType', "N(10)")
```

* Props for the REPORTE.volumen field.

```
DBSetProp('REPORTE.volumen', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.volumen', 'Field', 'Updatable', .F.)
```

```

DBSetProp('REPORTE.volumen', 'Field', 'UpdateName',
'dbtesis!m1.volumen')
DBSetProp('REPORTE.volumen', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.hi field.
DBSetProp('REPORTE.hi', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.hi', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.hi', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.hi')
DBSetProp('REPORTE.hi', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.deltap1 field.
DBSetProp('REPORTE.deltap1', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltap1', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltap1', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.deltap1')
DBSetProp('REPORTE.deltap1', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.deltap2 field.
DBSetProp('REPORTE.deltap2', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltap2', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltap2', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.deltap2')
DBSetProp('REPORTE.deltap2', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.deltap3 field.
DBSetProp('REPORTE.deltap3', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltap3', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltap3', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.deltap3')
DBSetProp('REPORTE.deltap3', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.deltap field.
DBSetProp('REPORTE.deltap', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltap', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltap', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.deltap')
DBSetProp('REPORTE.deltap', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.deltah1 field.
DBSetProp('REPORTE.deltah1', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltah1', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltah1', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.deltah1')
DBSetProp('REPORTE.deltah1', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.deltah2 field.
DBSetProp('REPORTE.deltah2', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltah2', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltah2', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.deltah2')
DBSetProp('REPORTE.deltah2', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.deltah3 field.
DBSetProp('REPORTE.deltah3', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltah3', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltah3', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.deltah3')
DBSetProp('REPORTE.deltah3', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.deltah field.
DBSetProp('REPORTE.deltah', 'Field', 'KeyField', .F.)

```

```

DBSetProp('REPORTE.deltah', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.deltah', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.deltah')
DBSetProp('REPORTE.deltah', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.po field.
DBSetProp('REPORTE.po', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.po', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.po', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.po')
DBSetProp('REPORTE.po', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.ho field.
DBSetProp('REPORTE.ho', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.ho', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.ho', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.ho')
DBSetProp('REPORTE.ho', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.to1 field.
DBSetProp('REPORTE.to1', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.to1', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.to1', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.to1')
DBSetProp('REPORTE.to1', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.densi field.
DBSetProp('REPORTE.densi', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.densi', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.densi', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.densi')
DBSetProp('REPORTE.densi', 'Field', 'DataType', "N(12,6)")
* Props for the REPORTE.velsalida field.
DBSetProp('REPORTE.velsalida', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.velsalida', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.velsalida', 'Field', 'UpdateName',
'dbttesis!m1.velsalida')
DBSetProp('REPORTE.velsalida', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.nre field.
DBSetProp('REPORTE.nre', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.nre', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.nre', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.nre')
DBSetProp('REPORTE.nre', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.f field.
DBSetProp('REPORTE.f', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.f', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.f', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.f')
DBSetProp('REPORTE.f', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.densipro field.
DBSetProp('REPORTE.densipro', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.densipro', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.densipro', 'Field', 'UpdateName',
'dbttesis!m1.densipro')
DBSetProp('REPORTE.densipro', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")

```

```

* Props for the REPORTE.velocprom field.
DBSetProp('REPORTE.velocprom', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.velocprom', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.velocprom', 'Field', 'UpdateName',
'dbtesis!m1.velocprom')
DBSetProp('REPORTE.velocprom', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.fprome field.
DBSetProp('REPORTE.fprome', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.fprome', 'Field', 'Updatable', .F.)
DBSetProp('REPORTE.fprome', 'Field', 'UpdateName', 'dbtesis!m1.fprome')
DBSetProp('REPORTE.fprome', 'Field', 'DataType', "F(20,19)")
* Props for the REPORTE.pfincipiente field.
DBSetProp('REPORTE.pfincipiente', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('REPORTE.pfincipiente', 'Field', 'Updatable', .T.)
DBSetProp('REPORTE.pfincipiente', 'Field', 'UpdateName',
'dbtesis!m2.pfincipiente')
DBSetProp('REPORTE.pfincipiente', 'Field', 'DataType', "N(12,6)")
ENDFUNC

```

FUNCTION MakeView_DATAGRAFICO

***** View setup for DATAGRAFICO *****

```

CREATE SQL VIEW "DATAGRAFICO" ;
AS SELECT M2.deltal, dj(M2.deltal) as DJ FROM dbtesis!m2

```

```

DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'UpdateType', 1)
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'WhereType', 3)
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'FetchMemo', .T.)
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'SendUpdates', .F.)
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'UseMemoSize', 255)
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'FetchSize', 100)
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'MaxRecords', -1)
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'Tables', 'dbtesis!m2')
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'Prepared', .F.)
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'CompareMemo', .T.)
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'FetchAsNeeded', .F.)
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'FetchSize', 100)
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'Comment', "")
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'BatchUpdateCount', 1)
DBSetProp('DATAGRAFICO', 'View', 'ShareConnection', .F.)

```

! Field Level Properties for DATAGRAFICO

```

* Props for the DATAGRAFICO.deltal field.
DBSetProp('DATAGRAFICO.deltal', 'Field', 'KeyField', .F.)
DBSetProp('DATAGRAFICO.deltal', 'Field', 'Updatable', .T.)

```

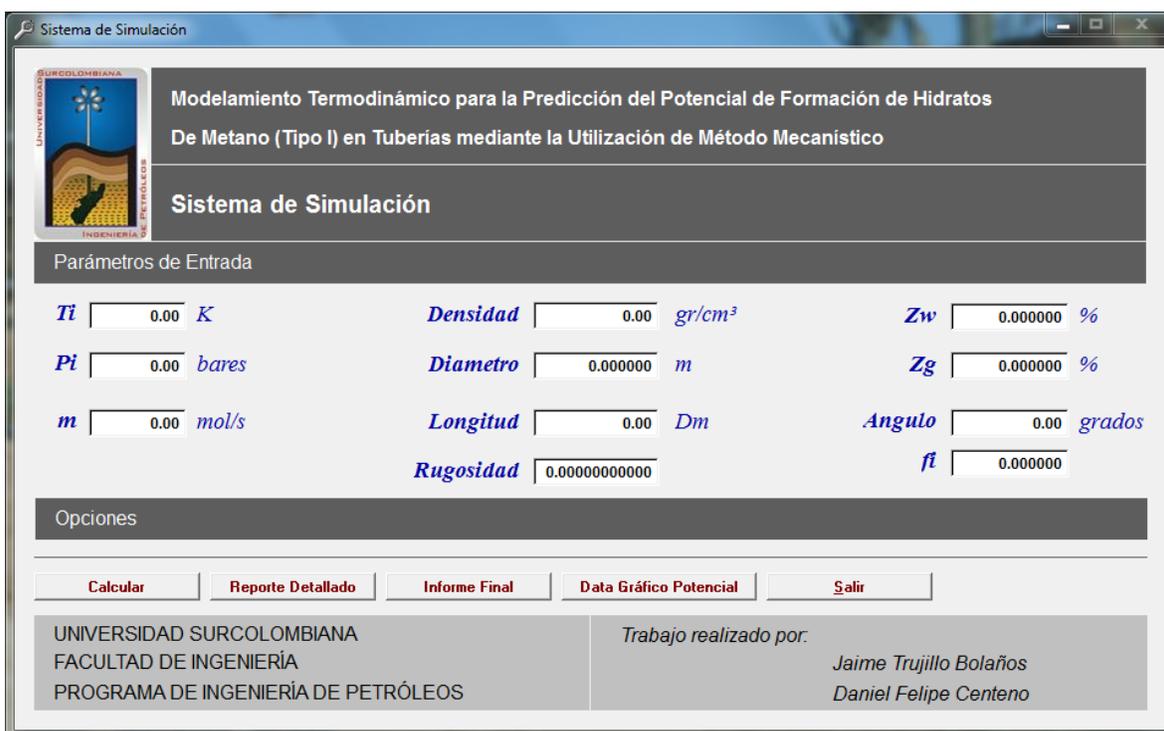
```
DBSetProp('DATAGRAFICO.deltal', 'Field', 'UpdateName',  
'dbtesis!m2.deltal')  
DBSetProp('DATAGRAFICO.deltal', 'Field', 'DataType', "N(10)")  
* Props for the DATAGRAFICO.dj field.  
DBSetProp('DATAGRAFICO.dj', 'Field', 'KeyField', .F.)  
DBSetProp('DATAGRAFICO.dj', 'Field', 'Updatable', .F.)  
DBSetProp('DATAGRAFICO.dj', 'Field', 'UpdateName', "")  
DBSetProp('DATAGRAFICO.dj', 'Field', 'DataType', "N(15,4)")  
ENDFUNC
```

```
FUNCTION DisplayStatus(IcMessage)  
WAIT WINDOW NOWAIT IcMessage  
ENDFUNC
```

ANEXO 2.

Se realizo un caso de estudio y ejemplo, con los siguientes datos:

Temperatura a la entrada, K	291
Presión a la entrada, bar	147
Flujo molar, mol/s	250
Ángulo de inclinación, °	10
Rugosidad	4.605e-5
Diámetro, m	0.085



Se realizo una simulación con la herramienta de computo “Sistemas de Simulacion”, obteniendo como resultado el siguiente reporte final:

REPORTE FINAL

deltal [Dm]	volumen [m³]	hi	deltap1	deltap2	deltap3	deltap [bar]	deltah1	deltah2
100	2.269800692	210.3240947	-6718.983995	5866.838788	-0.947195369	853.0924026	-13600.52777	0
200	4.539601384	540.6481895	-6874.620495	5542.883821	-1.383488572	1333.120163	-27201.05554	0
300	6.809402077	870.9722842	-7029.700311	5233.686771	-1.799005826	1797.812546	-40801.58332	0
400	9.079202769	1201.296379	-7184.043103	4938.344024	-2.194736701	2247.893816	-54402.11109	0
500	11.34900346	1531.620474	-7337.471781	4656.004704	-2.571623126	2684.0387	-68002.63886	0
600	13.61880415	1861.944568	-7489.813677	4385.867439	-2.930562601	3106.8768	-81603.16663	0
700	15.88860485	2192.268663	-7640.901038	4127.177747	-3.27240968	3516.9957	-95203.69441	0
800	18.15840554	2522.592758	-7790.571909	3879.225285	-3.597978417	3914.944602	-108804.2222	0
900	20.42820623	2852.916853	-7938.670573	3641.341465	-3.908043845	4301.237152	-122404.75	0
1000	22.69800692	3183.240947	-8085.04829	3412.897011	-4.203344151	4676.354624	-136005.2777	0
1100	24.96780761	3513.565042	-8229.563959	3193.299679	-4.484582679	5040.748863	-149605.8055	0
1200	27.23760831	3843.889137	-8372.084164	2981.992328	-4.752428796	5394.844265	-163206.3333	0
1300	29.507409	4174.213232	-8512.484053	2778.450732	-5.007520417	5739.040841	-176806.861	0
1400	31.77720969	4504.537326	-8650.647283	2582.181844	-5.250464814	6073.715904	-190407.3888	0

1500	34.04701038	4834.861421	-8786.466412	2392.721962	-5.481840333	6399.22629	-204007.9166	0
1600	36.31681108	5165.185516	-8919.843274	2209.635007	-5.702198091	6715.910465	-217608.4444	0
1700	38.58661177	5495.509611	-9050.68866	2032.511055	-5.912062546	7024.089667	-231208.9721	0
1800	40.85641246	5825.833705	-9178.9228	1860.964727	-6.111933482	7324.070007	-244809.4999	0
1900	43.12621315	6156.1578	-9304.475085	1694.633843	-6.302286756	7616.143529	-258410.0277	0
2000	45.39601384	6486.481895	-9427.284077	1533.178066	-6.483575576	7900.589587	-272010.5554	0
2100	47.66581454	6816.80599	-9547.297406	1376.277643	-6.65623161	8177.675994	-285611.0832	0
2200	49.93561523	7147.130084	-9664.471513	1223.632224	-6.82066591	8447.659954	-299211.611	0
2300	52.20541592	7477.454179	-9778.771507	1074.95973	-6.977270009	8710.789047	-312812.1388	0
2400	54.47521661	7807.778274	-9890.170849	929.9952975	-7.126416781	8967.301968	-326412.6665	0
2500	56.74501731	8138.102368	-9998.651036	788.4902828	-7.268461322	9217.429215	-340013.1943	0
2600	59.014818	8468.426463	-10104.20129	650.2113126	-7.403741828	9461.393722	-353613.7221	0
2700	61.28461869	8798.750558	-10206.81823	514.9393936	-7.532580425	9699.411414	-367214.2499	0
2800	63.55441938	9129.074653	-10306.50536	382.4690769	-7.655283834	9931.691569	-380814.7776	0
2900	65.82422007	9459.398747	-10403.27284	252.6076586	-7.772144224	10158.43733	-394415.3054	0
3000	68.09402077	9789.722842	-10497.13696	125.1744359	-7.88343984	10379.84596	-408015.8332	0

Continuación

	deltal [Dm]	deltah3	deltah	po [bar]	ho	to1 [K]	densi [gr/cm³]	velsalida [m/s]	nRe
100	-1880.87844	61.92562485	998.6224026	272.2497196	291.0102777	132.405752	8.318507879	6687.182483	
200	-2685.045296	119.5444034	1478.650163	660.1925928	291.0198405	139.02604	7.922388434	6687.182483	
300	-3414.448196	176.8641261	1943.342546	1047.83641	291.0293538	145.977341	7.545131893	6687.182483	
400	-4076.038391	233.9125979	2393.423816	1435.208977	291.038822	153.27621	7.185839807	6687.182483	
500	-4676.119999	290.7150354	2829.5687	1822.335509	291.0482494	160.94002	6.84365698	6687.182483	
600	-5220.411744	347.2943135	3252.4068	2209.238882	291.0576397	168.987021	6.517768553	6687.182483	
700	-5714.100345	403.671179	3662.5257	2595.939842	291.0669965	177.436371	6.207398658	6687.182483	
800	-6161.890583	459.864451	4060.474602	2982.457209	291.0763227	186.308191	5.9118082	6687.182483	
900	-6568.04948	515.8911977	4446.767152	3368.80805	291.0856214	195.623601	5.630293511	6687.182483	
1000	-6936.447448	571.7669007	4821.884624	3755.007848	291.0948949	205.404778	5.362184376	6687.182483	
1100	-7270.595434	627.5056037	5186.278863	4141.070646	291.1041458	215.675019	5.106842213	6687.182483	
1200	-7573.677394	683.1200426	5540.374265	4527.00918	291.113376	226.458768	4.863659292	6687.182483	
1300	-7848.581752	738.6217712	5884.570841	4912.835003	291.1225875	237.781708	4.632056438	6687.182483	
1400	-8097.928105	794.0212677	6219.245904	5298.558594	291.131782	249.670795	4.411482293	6687.182483	

1500	-8324.092502	849.3280363	6544.75629	5684.189457	291.1409612	262.154331	4.201411768	6687.182483
1600	-8529.230391	904.550699	6861.440465	6069.736215	291.1501264	275.262051	4.001344491	6687.182483
1700	-8715.296433	959.6970742	7169.619667	6455.206685	291.1592789	289.025152	3.810804297	6687.182483
1800	-8884.063843	1014.774255	7469.600007	6840.60796	291.1684199	303.47641	3.629337421	6687.182483
1900	-9037.140859	1069.788674	7761.673529	7225.946474	291.1775506	318.650231	3.456511824	6687.182483
2000	-9175.986215	1124.746167	8046.119587	7611.228061	291.1866718	334.582742	3.291916029	6687.182483
2100	-9301.923057	1179.652025	8323.205994	7996.458015	291.1957844	351.31188	3.135158114	6687.182483
2200	-9416.151473	1234.51105	8593.189954	8381.641134	291.2048892	368.877473	2.985864879	6687.182483
2300	-9519.760016	1289.327595	8856.319047	8766.781774	291.213987	387.321346	2.843680842	6687.182483
2400	-9613.736026	1344.10561	9112.831968	9151.883884	291.2230784	406.687414	2.708267464	6687.182483
2500	-9698.975034	1398.848677	9362.959215	9536.951046	291.232164	427.021785	2.579302345	6687.182483
2600	-9776.289323	1453.560046	9606.923722	9921.986509	291.2412443	448.372873	2.45647843	6687.182483
2700	-9846.415672	1508.242662	9844.941414	10306.99322	291.2503199	470.791519	2.339503255	6687.182483
2800	-9910.02233	1562.8992	10077.22157	10691.97385	291.2593911	494.331094	2.228098343	6687.182483
2900	-9967.715443	1617.532083	10303.96733	11076.93083	291.2684584	519.047648	2.121998424	6687.182483
3000	-10020.0448	1672.143512	10525.37596	11461.86635	291.2775221	545.000031	2.020950878	6687.182483

Continuación

deltal [Dm]	f	densipro[gr/cm^3]	velocprom [m/s]	fprome	pfincipiente [bar]
100	0.034502145	31.4745011	8.74849682	0.034502145	1063.171403
200	0.034502145	32.20356687	8.550437097	0.034502145	1540.679163
300	0.034502145	32.93002489	8.361808827	0.034502145	2002.851546
400	0.034502145	33.65303039	8.182162784	0.034502145	2450.412816
500	0.034502145	34.3717538	8.011071371	0.034502145	2884.0377
600	0.034502145	35.08538627	7.848127157	0.034502145	3304.3558
700	0.034502145	35.79314199	7.69294221	0.034502145	3711.9547
800	0.034502145	36.49426228	7.54514698	0.034502145	4107.383602
900	0.034502145	37.1880177	7.404389636	0.034502145	4491.156152
1000	0.034502145	37.87371149	7.270335068	0.034502145	4863.753624
1100	0.034502145	38.55068268	7.142663987	0.034502145	5225.627863
1200	0.034502145	39.21830629	7.021072527	0.034502145	5577.203265
1300	0.034502145	39.87599746	6.905271099	0.034502145	5918.879841
1400	0.034502145	40.5232112	6.794984027	0.034502145	6251.034904

1500	0.034502145	41.15944419	6.689948764	0.034502145	6574.02529
1600	0.034502145	41.78423661	6.589915126	0.034502145	6888.189465
1700	0.034502145	42.39717053	6.494645029	0.034502145	7193.848667
1800	0.034502145	42.9978723	6.403911591	0.034502145	7491.309007
1900	0.034502145	43.58601115	6.317498793	0.034502145	7780.862529
2000	0.034502145	44.16129929	6.235200895	0.034502145	8062.788587
2100	0.034502145	44.72349137	6.156821938	0.034502145	8337.354994
2200	0.034502145	45.27238337	6.08217532	0.034502145	8604.818954
2300	0.034502145	45.80781184	6.011083301	0.034502145	8865.428047
2400	0.034502145	46.32965245	5.943376612	0.034502145	9119.420968
2500	0.034502145	46.83781853	5.878894053	0.034502145	9367.028215
2600	0.034502145	47.33225961	5.817482096	0.034502145	9608.472722
2700	0.034502145	47.81295979	5.758994508	0.034502145	9843.970414
2800	0.034502145	48.27993557	5.703292052	0.034502145	10073.73057
2900	0.034502145	48.73323449	5.650242093	0.034502145	10297.95633
3000	0.034502145	49.17293284	5.59971832	0.034502145	10516.84496