

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **DESARROLLO DE UN ALGORITMO COMPUTACIONAL PARA DETERMINAR EL EFECTO DE LA DEPOSICIÓN DE PARAFINA SOBRE EL GRADIENTE DE PRESIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero Mecánico  
Por el Br. D'Amico C. Walter F.

Caracas, Agosto 2001

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **DESARROLLO DE UN ALGORITMO COMPUTACIONAL PARA DETERMINAR EL EFECTO DE LA DEPOSICIÓN DE PARAFINA SOBRE EL GRADIENTE DE PRESIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Reinaldo García, Dr. Ing.  
TUTOR INDUSTRIAL: M.Sc. Julio González P.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero Mecánico  
Por el Br. D'Amico C. Walter F.

Caracas, Agosto 2001

**D'Amico C. Walter F.**

**DESARROLLO DE UN ALGORITMO COMPUTACIONAL PARA  
DETERMINAR EL EFECTO DE LA DEPOSICIÓN DE  
PARAFINA SOBRE EL GRADIENTE DE PRESIÓN DE FLUJO  
MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS**

**Tutor Académico: Prof. Reinaldo García, Dr. Ing. Tutor Industrial: Msc Julio  
González P. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de  
Ingeniería Mecánica. Año 2001, 100 p.**

**Palabras Claves:** Deposición, Parafina, Cristalización, Transferencia de  
calor, Flujo multifásico.

**Resumen.** Se desarrolló un algoritmo computacional para predecir la tasa de deposición de parafina utilizando los modelos de A.A. Hamouda (1992) y J.J.C. Hsu (1995), que permite calcular el espesor de parafina formado en la pared de la tubería bajo un esquema Black-Oil (sin necesidad de tomar en cuenta el equilibrio de fases). Ambos fueron desarrollados bajo una base experimental.

El algoritmo determina los perfiles axiales de temperatura y presión en la tubería para flujo multifásico y monofásico, además de ubicar la zona donde ocurre la máxima deposición. Esto permite conocer con antelación las condiciones operacionales bajo las cuales ocurre precipitación de parafina en la pared de la tubería, permitiendo tomar las acciones más apropiadas con el propósito de disminuir o inhibir las consecuencias negativas de la deposición de parafina.

Caracas, Agosto de 2001

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Mecánica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Walter D'Amico, titulado:

**“Desarrollo de un algoritmo computacional para determinar el efecto de la deposición de parafina sobre el gradiente de presión de flujo multifásico en tuberías”**

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

Prof. Manuel Martínez  
Jurado

Prof. Francisco García  
Jurado

Prof. Reinaldo García  
Tutor

Msc. Julio González  
Tutor

## **DEDICATORIA**

A mi Dios, mi creador, compañero, padre, amigo, por darme el aliento y sostenerme continuamente con vida, la sabiduría y la paciencia para realizar satisfactoriamente este trabajo.

A mis queridos padres, por su ejemplo luchador, por estar siempre allí en todo momento, por brindarme su gran amor, apoyo, cariño y ayudándome a enfrentar las adversidades, superarlas y llevarme por el camino del éxito.

A la memoria del Sr. Lorenzo, gran padre, gran ser humano, aunque físicamente no está, su presencia espiritual se siente y nos acompaña en todo momento.

A mis hermanos, Brigith y Vladimiro (Mirito), por los momentos de apoyo, cariño y alegría cuando más los necesité.

A mi Nena, Angélica, por su gran amor, cariño, ternura, paciencia, confianza y sobre todo seguridad en los momentos que creí desfallecer.

A mis abuelos por sus valiosos consejos y ánimo para seguir adelante.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi querido Dios, siempre conmigo en todo momento del día y la noche.

A los tutores Julio González y Reinaldo García, por su valiosa colaboración, sus consejos, y por darme la oportunidad de culminar este brillante trabajo.

A mi gran amigo Juan Carlos quien con sus conocimientos y experiencia me orientó en todo momento, me brindó su colaboración y confianza para realizar este trabajo.

A mi amigo Alex Gutiérrez por enseñarme sus conocimientos en programación y su ayuda desinteresada en todo momento.

A Majandra, María Alejandra Jiménez, por su ayuda y colaboración en todo momento y ofrecerme la oportunidad de realizar este trabajo.

A mis grandes “panas”, Jorge, Javier (Piccolo) y Alexander quienes siempre me prestaron su apoyo y sobretodo por saber escuchar en los momentos más difíciles.

Al personal que labora en el CIT, sobre todo a Luis Osorio, Sr. Mario, Sra. Julieta y Yoleida, por brindarme cada uno su amistad, ayuda y colaboración en cada una de las etapas de este trabajo. Mil gracias por su apoyo.

A mis padres por estar siempre pendientes de mi, por darme la oportunidad de estudiar y sobretodo por tolerar mis continuos cambios de ánimos. Mil gracias, toda una vida no me alcanza para agradecerles.

A la Sra. Dora y Amparito por brindarme apoyo y confianza en los momentos difíciles.

A mi Nena, Angélica por convertirse en mi compañera de tesis a pesar de mis malos humores, por su tiempo dedicado, por darme la fuerza y confianza para creer en mí. Mil gracias Nena linda, que Dios te bendiga.

---

## ÍNDICE GENERAL

<b>CAPÍTULO I. LAS PARAFINAS</b>	<b>1</b>
1.1 ¿Qué es un depósito de parafinas?	1
1.2 Condiciones en que precipitan	2
1.3 Factores que intervienen en la formación de los depósitos de parafina	2
1.3.1 Solubilidad	2
1.3.2 La tasa de flujo	3
1.3.3 Diferencial de temperatura y la tasa de enfriamiento	4
1.3.4 Propiedades de la superficie	4
1.4 Mecanismos de Deposición	4
1.4.1 Difusión Molecular	5
1.4.2 Dispersión de Corte	7
1.4.3 Difusión Browniana	9
1.4.4 Deposición por Gravedad	9
1.5 Problemática de la Precipitación de Parafinas	10
<b>CAPÍTULO II. PROPIEDADES</b>	<b>13</b>
<b>PROPIEDADES DEL CRUDO</b>	
2.1 Solubilidad del gas	13
2.1.1 Método para estimar la solubilidad del gas	14
2.2 Factor de formación volumétrico del crudo	14
2.2.1 Método para estimar el factor de formación volumétrico del crudo	15
2.3 Viscosidad del crudo	16
2.3.1 Método para estimar la viscosidad del crudo	16
2.4 Tensión superficial	18
2.4.1 Método para estimar la tensión superficial	18
2.5 Densidad del crudo	19
2.5.1 Método para estimar la densidad del crudo	19

**PROPIEDADES DEL AGUA**

2.6 Factor de formación volumétrico del agua	19
2.7 Densidad del agua	20
2.8 Viscosidad del agua	20

**PROPIEDADES DEL GAS**

2.9 Factor de formación volumétrico del gas	20
2.10 Densidad del gas	21
2.11 Factor de compresibilidad	22
2.12 Viscosidad del gas	22

**CAPÍTULO III. MODELOS 24**

3.1 Modelos Seleccionados	24
3.1.1 Descripción. Modelo 1	24
3.1.2 Descripción. Modelo 2	25
3.1.3 Equipo experimental y procedimiento para obtener Omega	32
3.2 Comparación entre los modelo semiempíricos encontrados	35

**CAPÍTULO IV. GRADIENTE DE PRESIÓN Y TEMPERATURA 37****GRADIENTE DE PRESIÓN**

4.1 Patrones de flujo	37
4.2 Regímenes de flujo	38
4.3 Pérdidas de presión	40

**GRADIENTE DE TEMPERATURA**

4.4 Mecanismos de transferencia de calor	45
4.5 Cálculo de los coeficientes de transferencia de calor	45

**CAPÍTULO V. ALGORITMO 48**

5.1 Caso a analizar	48
5.2 Algoritmo	48



---

5.2.1 Introducción de datos	49
5.2.2 Resolución	49
5.2.3 Resultados	49
5.3 Estructuración del algoritmo	49
5.3.1 Introducción de datos	50
5.3.2 Cálculo de la longitud de deposición	51
5.3.3 Propiedades del fluido interno	52
5.3.4 Cálculo del resto de las propiedades del fluido interno	52
5.3.5 Cálculo del balance térmico	52
5.3.6 Cálculo de la tasa de deposición	54
5.3.7 Cálculo de la caída de presión	54
5.4 Criterios de Convergencia	55
<b>CAPÍTULO VI. VALIDACIÓN</b>	<b>62</b>
6.1 Descripción del fenómeno	62
6.2 Características fundamentales de los modelos	63
6.2.1 Modelo (1)	63
6.2.2 Modelo (2)	63
6.3 Especificaciones de las características de los casos estudiados	64
6.4 Presentación de los resultados	65
6.4.1 Perfil de temperaturas	65
6.4.2 Tasa de deposición	66
<b>CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES</b>	<b>76</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>78</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>79</b>

---

## ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS

### TABLAS

1.1. Examen cuantitativo de depósitos parafínicos.	1
3.1. Cuadro comparativo. Modelos Semiempíricos.	36
4.1. Valores para cada patrón de flujo. Flujo horizontal.	41
4.2. Valores para cada patrón de flujo. Flujo vertical	42
4.3. Valores para la correlación de flujo externo	47
6.1. Características de operación para cada caso	64
6.2. Comparación de reducción del diámetro interno. Caso (1).	68
6.3. Comparación de reducción del diámetro interno. Caso (2).	71
6.4. Reducción del diámetro interno. Comparación. Modelo (2) corregido.	75

### FIGURAS

1.1. Deposición de Parafina. Difusión molecular.	5
1.2. Reducción del área efectiva	10
1.3. Tratamientos mecánicos	11
4.1. Patrones de flujo. Tubería horizontal	39
4.2. Mecanismos de Transferencia de calor. Geometría Cilíndrica.	44
5.1. Longitud de deposición.	51
5.2. Balance de energía.	52
5.3. Analogía de circuitos eléctricos. Sección Transversal de la tubería.	53
5.4. Datos de entrada	56
5.5. Algoritmo principal	57
5.6. Algoritmo de cálculo de las propiedades del fluido interno	58
5.7. Algoritmo de cálculo de los coeficientes de película interno y externos	59
5.8. Algoritmo de cálculo del balance de energía y distribución de temperaturas	60
5.9. Algoritmo de cálculo de la tasa de deposición de parafina	61

---

6.1. Comparación de los perfiles de temperatura. Caso (1)	65
6.2. Comparación de los perfiles de temperatura. Caso (2)	65
6.3. Reducción del diámetro interno. Comparación. Días 1-2.	66
6.4. Reducción del diámetro interno. Comparación. Días 7-14.	67
6.5. Predicción de la caída de presión para la tubería. Caso (1)	69
6.6. Reducción del diámetro interno. Comparación. Días 1-3	69
6.7. Reducción del diámetro interno. Comparación. Días 5-7	70
6.8. Reducción del diámetro interno. Modelo (2)	73
6.9. Reducción del diámetro interno. Días 1-3. Modelo (2).	73
6.10 Reducción del diámetro interno. Días 5-7. Modelo (2).	74

## LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

### Latinas

A	área de deposición ( $m^2$ )
API	gravedad API
$B_g$	factor de formación volumétrico del gas (adimensional)
$B_o$	factor de formación volumétrico del crudo ( $m^3/m^3S$ ) (bbl/STB)
$B_{ob}$	factor de formación volumétrico a la presión de burbuja (bbl/STB) ( $m^3/m^3S$ )
$B_w$	factor de formación volumétrico del agua (adimensional)
$C_1$	constante para cada crudo en particular (N)
$C_o$	parámetro adimensional
$C_{pm}$	calor específico de la mezcla (J/kg K) (Btu/lb F)
$C_{po}$	calor específico del crudo (J/kg K) (Btu/lb F)
$C_w$	concentración de parafina en la pared
D	diámetro interno del tubo (m) (ft) (in)
$D_b$	coeficiente de difusión (Browniana)
dC/dr	gradiente de concentración de parafina disuelta cercana a la pared del tubo con respecto a la distancia (1/ m)
dC/dT	gradiente de concentración de parafina disuelta con respecto a la temperatura (1/ °C)
dp/ dz	pérdida de presión (psi/ ft)
de	diámetro externo (m) (ft) (in) (Algoritmo)
di	diámetro interno (m) (ft) (in)
$D_m$	coeficiente de difusión del crudo ( $m^2/s$ )
dT/dr	gradiente radial de temperatura cercano a la pared del tubo (°C/m)
$dW_s/dT$	tasa de deposición de parafina por el mecanismo de dispersión de corte (kg/s)
dy/dt	velocidad de deposición de parafina (m/s) (ft/s)

---

$E_k$	término de aceleración para la caída de presión
$e_p$	espesor de parafina formado (m) (ft)
$F_1$	parámetro ecuación (3.12)
$F_2$	parámetro ecuación (3.12)
$f_{dt}$	factor tendencia de deposición de parafina ( $\text{kg}^2/\text{m}^2 \text{ s}^2 \text{ K}$ )
$f_n$	factor de fricción sin deslizamiento
$f_s$	función que representa el efecto de corte
$h_i$	coeficiente convectivo interno ( $\text{W}/\text{m}^2 \text{ K}$ )
$H_L$	distribución de fase líquida (adimensional)
$h_o$	coeficiente convectivo externo ( $\text{W}/\text{m}^2 \text{ K}$ )
$k$	constante ecuación (3.14)
$K$	constante ecuación (3.15)
$k^*$	constante empírica ecuación (1.3)
$k_m$	constante de difusión para cada crudo (N)
$k_o$	conductividad térmica del crudo ( $\text{W}/\text{m K}$ )
$L$	límites de flujo del flujo horizontal (adimensional),
$L_T$	longitud total (m) (ft)
$M$	Peso molecular ( $\text{kg}/\text{kmol}$ )
$m_m$	flujo másico de la mezcla ( $\text{kg}/\text{s}$ )
$N$	parámetro ecuación (1.4)
$n$	flujo de masa de moléculas de parafina disuelta en la pared del tubo ( $\text{kg}/\text{s m}^2$ )
$N_{FR}$	número de Froude (adimensional)
$N_{RE}$	número de Reynolds (adimensional)
$Nu_D$	número de Nusselt (adimensional)
$P$	presión promedio (Pa) (psia)
$P_b$	presión de burbuja (Pa) (psia)
$P_{m_i}$	presión promedio a la entrada del tramo en estudio (Algoritmo) (Pa) (psi)

---

$P_{m_0}$	presión promedio a la salida del tramo en estudio (Algoritmo) (Pa) (psi)
$P_{pc}$	presión pseudocrítica (Pa) (psia)
$P_r$	número de Prandtl (adimensional)
$P_r$	presión reducida (adimensional), propiedades del gas
$P_{SEP}$	presión en el separador (Pa) (psi)
$Q$	caudal ( $m^3/s$ ) (bbl/ día)
$Q_1$	tasa de flujo de calor (analogía circuitos eléctricos) (W) (Btu/h)
$Q_{1erLey}$	tasa de flujo de calor por primera ley (W) (Btu/h)
$Q_2$	tasa de flujo de calor (analogía circuitos eléctricos) (W) (Btu/h)
$R$	parámetro de la ecuación (1.4)
$Ra_D$	número de Rayleigh (adimensional)
$R_{aisl}$	resistencia del aislante (K/ W) (R h/ BTU)
$Rh_i$	resistencia interna a la transferencia de calor (K/ W) (R h/BTU)
$Rh_o$	resistencia externa a la transferencia de calor (K/ W) (R h/BTU)
$R_{parf}$	resistencia de la parafina a la transferencia de calor (K/ W) (R h/BTU)
$R_S$	solubilidad del gas (adimensional)
$T$	temperatura promedio ( $^{\circ}C$ )( $^{\circ}F$ )
$T_a$	parámetro ecuación (1.4)
$T_{amb}$	temperatura del medio ambiente ( $^{\circ}C$ ) ( $^{\circ}F$ )
$T_m$	temperatura promedio ( $^{\circ}C$ ) ( $^{\circ}F$ )
$T_{m_i}$	temperatura de entrada del tramo en estudio (Algoritmo) ( $^{\circ}C$ )
$T_{m_o}$	temperatura de salida del tramo en estudio (Algoritmo) ( $^{\circ}C$ )
$T_{pc}$	temperatura pseudocrítica ( $^{\circ}C$ )( $^{\circ}F$ )
$T_{pn}$	temperatura de punto de nube ( $^{\circ}C$ ) ( $^{\circ}F$ )
$T_r$	temperatura reducida (adimensional)
$T_{SEP}$	temperatura en el separador ( $^{\circ}C$ ) ( $^{\circ}F$ )

---

$T_{w_i}$	temperatura de pared interna ( $^{\circ}\text{C}$ ) ( $^{\circ}\text{F}$ )
$T_{w_o}$	temperatura de pared externa ( $^{\circ}\text{C}$ ) ( $^{\circ}\text{F}$ )
$V$	velocidad del fluido (m/s) (ft/s)
$V_o$	volumen del crudo ( $\text{m}^3$ ) (STB) (bbl)
$W_m$	tasa de deposición de parafina (kg/s)
$X$	fracción molar de la fase líquida.
$Y$	fracción molar de la fase gaseosa.
$Z$	factor de compresibilidad

### Subíndices y superíndices

acc	por aceleración
b	a presión de burbuja
c	corregida
c.s	condiciones estándares
el	por elevación
f	por fricción
g	gas
gr	gas libre
i	fluido interno de la tubería
m	mezcla
n	sin deslizamiento de fases
o	crudo
o	fluido externo de la tubería (transferencia de calor)
PT	condiciones “in situ”
r	reducida
s	con deslizamiento de fases
s	supuesta (Algoritmo)
W	agua
w	parafina

**Griegas**

$\gamma$	tasa de corte ( $s^{-1}$ )
$\gamma_g$	gravedad específica del gas (adimensional)
$\gamma_{gd}$	gravedad específica del gas disuelto (adimensional)
$\gamma_{gf}$	gravedad específica del gas libre (adimensional)
$\lambda_L$	distribución de fase líquida sin deslizamiento
$\mu$	viscosidad dinámica (Pa.s) (poise)
$\mu_a$	viscosidad ecuación (1.4) (Pa.s) (poise)
$\mu_o$	viscosidad del crudo subsaturado (Pa.s) (poise)
$\mu_{ob}$	viscosidad del crudo saturado (Pa.s) (poise)
$\mu_{od}$	viscosidad del crudo muerto (Pa.s) (poise)
$\mu_n$	viscosidad de la mezcla sin deslizamiento (Pa.s) (poise)
$\mu_g$	viscosidad del gas (Pa.s) (poise)
$\mu_w$	viscosidad del agua (Pa.s) (poise)
$\rho$	densidad ( $kg/m^3$ ) ( $lb/ft^3$ )
$\rho_g$	densidad del gas ( $kg/m^3$ ) ( $lb/ft^3$ )
$\rho_o$	densidad del crudo ( $kg/m^3$ ) ( $lb/ft^3$ )
$\rho_w$	densidad de la parafina ( $kg/m^3$ ) ( $lb/ft^3$ )
$\rho_W$	densidad del agua ( $kg/m^3$ ) ( $lb/ft^3$ )
$\sigma_o$	tensión superficial (N/m) (dina/ cm)
$\sigma_{OD}$	tensión superficial a condiciones estándar (N/m) (dina/cm)
$\Omega$	omega, tendencia a la deposición de parafina ( $1/^\circ F$ ) ( $1/^\circ C$ )
$\tau$	esfuerzo cortante ( $N/m^2$ ) (psia)



---

## INTRODUCCIÓN

La precipitación de parafina ha sido reconocida como un problema significativo en las operaciones de producción y transporte de crudo. La deposición resulta del enfriamiento y precipitación de hidrocarburos de alto peso molecular durante el movimiento del crudo desde el yacimiento hasta la superficie. También existen otros factores como la composición del crudo, la solubilidad, las propiedades de la superficie y el contenido de agua que afectan la deposición.

Todos los equipos de producción internos y externos son susceptibles al taponamiento por parafina. Debido a que esta dificultad no se limita a determinada área, ni a ningún tipo de crudo en particular, el control de dichas acumulaciones ha sido motivo de gran preocupación.

Es por ello que la identificación y predicción de la formación del espesor de parafina antes del diseño y construcción de las instalaciones de producción y procesamiento, es importante.

En este trabajo se propone desarrollar un modelo que permita cuantificar la tasa de deposición de parafina en tuberías y su efecto en la caída de presión, bajo un esquema Black-Oil (sin necesidad de tomar en cuenta el equilibrio de fases).

El objetivo planteado es:

Desarrollar un Algoritmo Computacional para Determinar el Efecto de la Deposición de Parafina sobre el Gradiente de Presión de Flujo Multifásico en Tuberías.

En este trabajo se cuantifica la tasa de acumulación de parafina para formar el depósito sin considerar el proceso químico asociado a este proceso.

---

La metodología utilizada en este estudio es la siguiente:

1. Desarrollo de un modelo predictivo para la precipitación de parafina.
2. Desarrollo de un modelo para determinar el perfil de temperatura a lo largo de la tubería.
3. Desarrollo de un modelo para determinar el perfil de presión a lo largo de la tubería.

El contenido de este trabajo esta estructurado de la manera siguiente:

El capítulo I presenta una introducción sobre el depósito de parafina y posteriormente se hace una breve descripción de la problemática de la precipitación de la parafina.

En el capítulo II se muestran las diferentes correlaciones para la estimación de las propiedades del crudo, agua y gas.

El capítulo III se presentan los modelos que permiten cuantificar la tasa de deposición de parafina y el espesor formado en la pared de la tubería.

El capítulo IV se describen los conceptos asociado al flujo multifásico, las ecuaciones que permiten establecer los patrones de flujo que permitirán cuantificar la caída de presión a lo largo de la tubería. También se describe el balance de energía y correlaciones usadas para el cálculo de los coeficientes de película.

El capítulo V describe el algoritmo planteado, con cada subrutina usada en el modelo.

El capítulo VI describe los casos estudiados para la validación y se muestran los resultados obtenidos.

Finalmente en el capítulo VII se dan las conclusiones obtenidas del trabajo, así como las recomendaciones pertinentes para futuras investigaciones sobre el área

## CAPÍTULO I

### LAS PARAFINAS

#### 1.1. ¿QUÉ ES UN DEPÓSITO DE PARAFINA?

Las parafinas que se depositan en el proceso de producción son hidrocarburos normales de la serie parafínica de alto peso molecular ( $C_{18}H_{38}$  –  $C_{38}H_{78}$ ). Los compuestos que forman los depósitos parafínicos son insolubles en el petróleo a las condiciones predominantes en la producción. Dichos depósitos generalmente consisten en pequeñas partículas de parafinas entremezcladas con resina, materiales asfálticos y crudo. También pueden contener en menor cantidad una variedad de materiales tales como arena, agua, diversos óxidos metálicos, sulfatos y carbonatos.

**Tabla 1.1.** Examen cuantitativo de depósitos parafínicos.

Petróleo	25-30%
Parafina	45-55%
Resinas y gomas	10-15%
Asfaltenos	0-2%

El contenido de parafina en los crudos puede ser muy variable, desde ausencia total de la misma hasta más del 30%.

La deposición de parafina es considerada un proceso irreversible aun cuando se han hecho algunos intentos de disolver la parafina en el mismo fluido, con resultados poco halagadores.

## **1.2. CONDICIONES EN QUE PRECIPITAN**

Cuando la temperatura del crudo es inferior al Punto de Nube (Cloud Point), los cristales de parafina empiezan a precipitar.

Por lo tanto se puede definir el “Punto de Nube” como la temperatura a la cual se precipita el primer cristal de parafina a presión atmosférica.

## **1.3. FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA FORMACIÓN DE LOS DEPÓSITOS DE PARAFINA**

La deposición de parafina depende de:

- Solubilidad
- La tasa de flujo.
- Diferencial de temperatura entre el crudo y la superficie del tubo
- La tasa de enfriamiento.
- Propiedades de la superficie.
- Presencia de agua, arena y otros inorgánicos.

### **1.3.1. Solubilidad:**

Aunque la solubilidad está muy relacionada con la temperatura, también hay otros factores que la afectan. Para que ocurra deposición es necesario que las parafinas que se encuentran disueltas en el crudo, salgan de la solución y se cristalicen para así adherirse a alguna superficie.

La principal causa de la disminución de la solubilidad es la caída de la temperatura; al disminuir la temperatura, la parafina que satura el crudo aparece como una nubosidad que en determinadas circunstancias puede acumularse en las tuberías.

En pozos de flujo natural y de “gas-lift”, la evaporación de las fracciones más livianas debido a la disminución de la presión, da lugar a una disminución de la cantidad de parafina que se puede mantener en solución a determinada temperatura,

con el consiguiente peligro de que pueda formar acumulación. La expansión del gas al entrar al pozo desde la formación productora, causa un enfriamiento que también puede dar el consiguiente daño en la formación

### 1.3.2. La Tasa de Flujo:

Para el flujo en tuberías de diámetro constante se considera flujo laminar cuando  $Re < 4000$ , específicamente cuando el mismo es menor a 2300. Para este régimen de flujo la deposición de la parafina se incrementa con el aumento de la tasa de flujo. Esto puede ser explicado por la disponibilidad de mayor cantidad de partículas para la deposición en la superficie. A tasas pequeñas de producción, donde el flujo es viscoso, la deposición es pequeña debido a que el fluido es transportado como láminas que no se entremezclan de modo que aunque exista parafina cristalizada, ésta no se adhiere a las paredes debido a que no se ponen en contacto con ellas.

La deposición de la parafina llega a un máximo previo a la transición a flujo turbulento. Cuando llega a este régimen, la deposición decrece debido a la dispersión de corte (Shear Dispersión) causada por la elevada velocidad. Por esto la deposición decrece gradualmente con el incremento de la turbulencia y la tasa de flujo.

Entonces, se puede decir, que la dispersión de corte (Shear Dispersión) es predominante en flujo turbulento ( $Re > 4000$ ).

La parafina que se deposita a alta tasa de flujo es dura y más compacta, ya que los cristales tienen mayor cohesión entre ellos.

La deposición de parafina es problemática a baja tasa de flujo en los pozos, debido al largo tiempo de permanencia del crudo dentro del tubo. Este largo tiempo de permanencia permite una mayor transferencia de calor, lo que contribuye a la deposición de parafina.

La mínima tasa de flujo para evitar la deposición fue propuesta en 0,56 ft/seg.

### **1.3.3. Diferencial de Temperatura y la Tasa de Enfriamiento:**

La temperatura es un factor determinante en la deposición de parafinas. Para que ocurra la deposición, la temperatura de la superficie debe estar por debajo de la temperatura de la solución y del punto de nube de la solución (Cloud Point), pues de lo contrario la parafina es transportada por el crudo sin que deposite.

La deposición de la parafina se incrementa con el incremento de la diferencia de temperatura. Inicialmente, la tasa de deposición es alta pero esta va disminuyendo a medida que más parafina se deposita en la superficie del tubo. El espesor de la capa de parafina crece y esta actúa como un aislante y reduce el diferencial de temperatura efectivo.

El diferencial de temperatura también afecta la composición del depósito de parafina. Si esta es alta, el enfriamiento es rápido y ambas parafina de alto y bajo punto de fusión se cristalizan simultáneamente formando una estructura de poros débiles con cavidades llenas de crudo.

### **1.3.4. Propiedades de la Superficie:**

Aunque la rugosidad es un factor que no afecta directamente la deposición de la parafina, tiene una importancia definitiva en la iniciación del proceso de la acumulación. En ausencia de superficies rugosas disminuye el peligro de la deposición, ya que los cristales no encuentran donde adherirse.

Sin embargo, si algunas partículas se adhieren a alguna rugosidad, otras se adhieren a la primera formando una acumulación. Esto no implica que en superficies pulidas no ocurra deposición, sino que es más difícil que suceda.

## **1.4. MECANISMOS DE DEPOSICIÓN**

La deposición de la parafina ocurre en las tuberías, durante el transporte del crudo, cuando este es enfriado por debajo de la temperatura de punto de nube. En la subcapa laminar, es donde existe un gradiente de velocidades (tasa de corte) y la

temperatura baja a valores cercanos al de la pared de la tubería. Es esta región la que controla la tasa de deposición de parafina.

Hay dos mecanismos importantes para el transporte de parafinas disueltas y precipitadas hacia la pared, llamados Difusión Molecular y Dispersión Cortante. La Difusión Molecular transporta parafina en solución mientras que la Dispersión Cortante transporta parafina precipitada.

Existen otros mecanismos encontrados en la deposición, pero su contribución a la misma es despreciable, estos son:

- Difusión Browniana
- Deposición por Gravedad.

#### 1.4.1. DIFUSIÓN MOLECULAR:

Considerando primero el transporte de los constituyentes de parafina disueltos en el crudo. Para todas las condiciones, el crudo estará en flujo laminar a través del tubo o por lo menos en la delgada subcapa laminar adyacente a la pared del tubo. Cuando el crudo es enfriado, habrá un gradiente de temperatura a través de la subcapa laminar y se produce un gradiente de concentración. Si la temperatura está por debajo del nivel donde los cristales sólidos de parafina pueden precipitar, entonces, el crudo tendrá partículas sólidas precipitadas y la fase líquida estará en equilibrio con la fase sólida, el líquido estará saturado con cristales de parafina. Ver figura 1.1.



Figura 1.1. Deposición de parafina

El perfil de temperatura cerca de la pared, causa que, las parafinas que se encuentran en solución se difundan del crudo caliente, el cual tiene una alta concentración de parafinas disueltas, hacia el crudo frío el cual tiene una baja concentración. Debido a que la superficie del tubo es rugosa algunas de estas parafinas se adhieren a la superficie del tubo formando un depósito. La tasa de formación de este depósito es proporcional a la tasa de difusión de la parafina hacia la pared, en esencia con la contribución de otros mecanismos.

Esta tasa de difusión depende de un número de factores, temperatura, composición química del crudo y el gradiente de temperatura.

La tasa de transporte a la pared es dada por la ecuación de Fick:

$$n = r_w D_m \frac{dC}{dr} = r_w D_m \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dr} \dots\dots\dots (1.1)$$

Esta se puede escribir en términos de medición de cantidades:

$$W_m = r_w A D_m \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dr} \dots\dots\dots (1.2)$$

$n$  : flujo de masa de moléculas de parafina disueltas en la pared del tubo (kg/s m<sup>2</sup>).

$W_m$  : tasa de deposición de parafina (kg/s).

$\frac{dC}{dr}$  : gradiente de concentración de parafina disuelta cercana a la pared del tubo con respecto a la distancia (1/m)).

$\frac{dC}{dT}$  : gradiente de concentración de parafina disuelta con respecto a la temperatura (1/°C).

$\frac{dT}{dr}$  : gradiente radial de temperatura cercano a la pared del tubo (°C/m).

$r_w$  : densidad de la parafina (kg/m<sup>3</sup>).

$A$  : Área de deposición (m<sup>2</sup>).

$D_m$  : coeficiente de difusión del crudo ( m<sup>2</sup> / s).

$$D_m = \frac{C_1}{m} \text{ donde } C_1 \text{ es una constante para cada crudo en particular (N).}$$

$m$  viscosidad dinámica del crudo (Pa.s).



Sobre el punto de nube el crudo no se encuentra saturado con parafina disuelta y el gradiente de concentración es cero. Inicialmente como la temperatura baja, el crudo cercano a la pared del tubo se satura con parafinas disueltas y el gradiente obtiene un valor finito pequeño. A mayor enfriamiento este gradiente de concentración se incrementa hasta alcanzar un valor finalmente estable (Coeficiente de Solubilidad de Temperatura). El coeficiente de difusión y la temperatura radial ambos decrecen así como la temperatura del crudo baja en la tubería. El resultado total es que la tasa de deposición de parafina debe alcanzar un valor máximo justo por debajo del punto de nube y gradualmente irá bajando así como la temperatura del crudo se acerca a la del ambiente.

Por lo tanto, la ecuación (1.1) es que domina la deposición de parafina por el mecanismo de difusión molecular.

Matemáticamente, la ecuación (1.1) establece que el depósito es solo formado si el crudo se enfría. Si la temperatura de la pared es alta como la temperatura promedio del fluido interno, la contribución del término de difusión molecular es negativo. Esta condición es posible para residuos de parafina contenidos en la capa inmóvil que serán transportados de regreso al centro turbulento.

#### **1.4.2. DISPERSIÓN DE CORTE:**

Otro mecanismo que contribuye a la deposición de la parafina involucra un transporte de parafina precipitada hacia la pared debido al gradiente de velocidad en el flujo.

Cuando pequeñas partículas, como cristales de parafinas están suspendidas en un fluido fluyente, estas tienden a moverse a una velocidad promedio y en la dirección de los alrededores del fluido. Sin embargo, el corte del fluido cercano a la pared del tubo induce también a un movimiento lateral de las partículas conocido como Dispersión Cortante. Esto puede llevar a un transporte de parafina precipitada del centro turbulento a la pared del tubo donde este puede formar por sí solo un depósito o unirse con la parafina ya depositada por difusión molecular. Debido a que

la dispersión cortante transporta partículas sólidas de parafinas, no hay una tendencia de nucleación en la superficie del tubo.

A causa de la viscosidad del fluido, las partículas en rotación impartirán un movimiento circulatorio a la capa del fluido adyacente a la partícula. Esta región de rotación del fluido ejerce una fuerza de arrastre cercano a las partículas. En el campo de corte, cada partícula pasa e interactúa con la partícula más próxima en un lento o rápido movimiento de la corriente del flujo.

Investigaciones realizadas afirmaron que la tasa de deposición se incrementa con el aumento de la tasa de corte (Shear Rate) mientras el flujo es laminar, pero este decrece con el incremento de la tasa de corte a medida que el flujo se hace turbulento.

El mecanismo de dispersión de corte se ve gradualmente reducido o eliminado cuando el crudo está caliente. Entonces, se puede concluir que la dispersión de corte es un mecanismo dominante a bajas temperaturas y bajos flujos de calor (Heat Fluxes).

La dispersión cortante llega a ser importante solo cuando el contenido de parafina precipitada en la zona central turbulenta del fluido es alto, que se produce cuando la temperatura promedio del fluido ha descendido bastante por debajo del punto de nube.

Los parámetros que probablemente afectan la dispersión cortante son:

- La tasa de corte en la pared.
- La cantidad de parafina fuera de la solución.
- La forma y tamaño de las partículas de la parafina.

La ecuación empírica que describe este mecanismo es:

$$\frac{dW_s}{dt} = k^* C_w \cdot g \cdot A \dots \dots \dots (1.3)$$

$k^*$  : constante empírica

$C_w$  : concentración de parafina en la pared

$g$  : tasa de corte

$A$  : área de deposición

### 1.4.3. DIFUSIÓN BROWNIANA:

Se entiende como el movimiento de las partículas internas en suspensión en un líquido.

Ahora se considera el transporte lateral de partículas de parafinas precipitadas. Pequeños cristales sólidos de parafina, cuando suspendidos en el crudo, serán bombardeados continuamente por la agitación térmica de las moléculas del crudo. Estas colisiones conllevan a pequeños movimientos aleatorios (Brownian) de las partículas suspendidas. Si hay un gradiente de concentración de esas partículas, el movimiento Browniano llevará a un transporte neto, el cual por su naturaleza y descripción matemática es similar a la difusión.

El coeficiente de difusión (Brownian) para partícula esférica que no interactúan es dado por:

$$D_b = \frac{R \cdot T_a}{6\pi \cdot \mathbf{m}_a N} \dots\dots\dots(1.4)$$

### 1.4.4. DEPOSICIÓN POR GRAVEDAD (GRAVITY SETTLING):

Los cristales de parafina precipitados son más densos que la fase líquida del crudo. Por esto, si las partículas no interactúan, ellas se establecerán en un campo de gravedad y podrían depositarse en el fondo del tubo o tanque.

Para una mezcla inicial uniforme en un recipiente, esta pretende ser la tasa inicial de deposición seguido por una disminución de la tasa de deposición la cual se aproxima a cero asintóticamente hasta completar la deposición.

En otros experimentos, la deposición de parafina del crudo enfriado en tubos verticales y horizontales fue comparada para determinar la contribución de la deposición por gravedad. Los resultados indicaron que la deposición de la parafina no se ve afectada de forma significativa por la deposición por gravedad.

### 1.5. PROBLEMÁTICA DE LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS.

La deposición de parafina es un problema importante en la producción y transporte de crudo. Esta puede ocurrir en reservorios, pozos, tuberías de producción, bombas sumergibles, equipos de superficie y tuberías de transporte. El mayor problema se presenta en las tuberías de producción ya que puede causar dificultades de operación y la necesidad de tratamientos costosos para la remoción de los mismos.

Los depósitos de parafina, pueden provocar consecuencias severas en la operación eficiente de los sistemas de tuberías y los costos de la limpieza pueden ser muy elevados, ocasionando efectos económicos significativos en un proyecto.

Lo primero y quizás el efecto más importante, es que el depósito incrementa la rugosidad de la superficie del tubo y lleva a un incremento en la caída de presión. El segundo efecto es que, reduce el área efectiva de la tubería. El resultado es una pérdida en el rendimiento del sistema. Ver figura 1.2



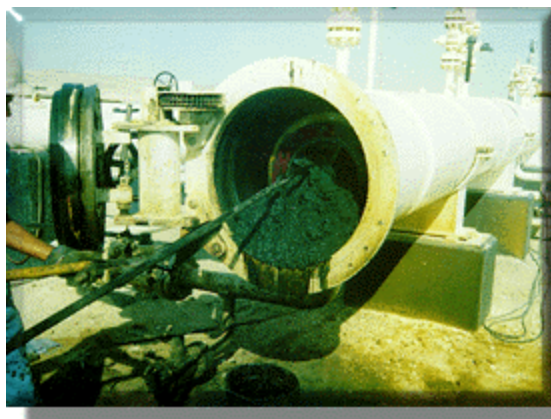
**Figura 1.2.** Reducción del área efectiva

Existen dos métodos principales usados para controlar los problemas relacionados con la precipitación de la parafina, estos son:

- Tratamientos Químicos.
- Tratamientos Mecánicos.

Los tratamientos químicos incrementan demasiado los costos de operación. Dependiendo de cuán duro o cuán blando sea el tapón de parafina, los tratamientos

mecánicos pueden requerir de una gran cantidad de repeticiones para poder ser efectivas y en muchos casos involucran grandes costos de operación (horas/ hombres) y en ocasiones es de mucha dificultad aplicar el tratamiento. Ver figura 1.3.



**Figura 1.3.** Tratamientos mecánicos

La alternativa más deseable y recomendada es realizar las operaciones de limpieza de parafina antes de que la tubería se tape completamente. En general estos sistemas deben ser monitoreados diariamente para detectar pérdidas en la producción.

El conocimiento de la magnitud de la deposición de parafina puede llevar a la reducción del aislamiento requerido para el sistema de producción y transporte.

A la inversa, los problemas relacionados con la parafina pueden ser dirigidos en una etapa temprana del proyecto donde se puede colocar suficiente aislante térmico en lugar de la inyección de costosos químicos.

En general, se puede decir que todos los equipos de producción internos y externos son susceptibles al taponamiento por parafinas. Es por ello que la identificación y predicción de la tasa de deposición de parafina de un crudo antes del diseño y construcción de las instalaciones de producción y procesamiento, es esencial.

Con el desarrollo de una metodología para predecir la tasa de deposición, se puede reducir los problemas de obstrucción de las tuberías, aplicación con menos frecuencia de tratamientos mecánicos y químicos y la reducción del tamaño de las bombas y sistemas de tuberías.

## **CAPÍTULO II**

### **PROPIEDADES**

#### **PROPIEDADES DEL CRUDO**

En el presente capítulo se definen las propiedades del crudo, agua y gas utilizadas para la realización de este trabajo.

##### **2.1. SOLUBILIDAD DEL GAS.**

La solubilidad del gas ( $R_s$ ) se define como el número de pies cúbicos estándares de gas que se pueden disolver en un barril estándar de crudo a una cierta presión y temperatura. La solubilidad de un gas natural en el crudo es una función que depende de la temperatura, la presión, la gravedad API del crudo y la gravedad específica del gas (Tarek, 1989).

En un sistema crudo-gas, a una temperatura constante, la solubilidad se incrementa con la presión hasta que alcanza la presión de burbuja, en donde todo el gas disponible se disuelve en el crudo y por lo tanto la solubilidad del gas alcanza su valor máximo. En las pruebas de laboratorio, en lugar de medir la cantidad del gas que se disuelve en una muestra de crudo a medida que se incrementa la presión, se mide la cantidad de gas que se libera de la muestra a medida que la presión decrece.

En el caso de un crudo subsaturado (crudo que originalmente se encuentra a una presión mayor que la presión de burbuja a una temperatura determinada), a medida que se reduce la presión desde una presión original hasta la presión de burbuja, no se aprecia ningún desprendimiento de gas, por lo que la solubilidad del mismo permanece constante en su valor máximo; en cambio a presiones inferiores a la de burbuja, se libera gas en solución y su valor disminuye con la presión.

### 2.1.1. MÉTODO PARA ESTIMAR LA SOLUBILIDAD DEL GAS.

En la literatura existen muchas correlaciones disponibles para estimar la solubilidad de un gas en un crudo.

La correlación aquí usada es la de Vázquez y Beggs (1980), que se estima en función de la gravedad API del crudo, la presión, la temperatura y la gravedad específica del gas.

Tiene la siguiente forma:

$$\frac{g_{g(114,7 \text{ psi})}}{g_{g(P_{sep})}} = 1,0 + 0,5912(API)(T_{sep}) \log_{10} * 1e - 4 \left( \frac{P_{sep}}{114,7} \right)$$

$T_{sep}$  : temperatura en el separador, °F

API : gravedad API

$P_{sep}$  : presión en el separador, Psia

$$API \leq 30^\circ$$

$$R_s = \frac{g_{g(114,7)} P^{1,0937}}{27,64} * 10^{11,72A}$$

$$API > 30^\circ$$

$$R_s = \frac{g_{g(114,7)} P^{1,187A}}{56,06} * 10^{10,393A}$$

donde :

$$A = \frac{API}{T + 60}$$

### 2.2. FACTOR DE FORMACIÓN VOLUMÉTRICA DEL CRUDO.

El factor de formación volumétrica del crudo ( $B_o$ ) se define como la relación entre el volumen del crudo (más el gas en solución) a una temperatura y presión y el volumen del crudo en condiciones estándar. El valor de  $B_o$  siempre es mayor o igual a la unidad. El factor de formación volumétrica del crudo se expresa como:

$$B_o = \frac{(V_o)_{T,P}}{(V_o)_{CS}}$$

donde :



$B_o$ ... factor de formación volumétrica (bbl/ STB)

$(V_o)_{T,P}$ ...volumen del crudo a una temperatura y presión (bbl)

$(V_o)_{CS}$ ... volumen del crudo en condiciones estándar (STB)

Para un crudo subsaturado, cuando la presión se reduce por debajo de la presión original, el volumen del crudo se incrementa debido a la expansión del mismo y este comportamiento se traduce en un incremento del factor de formación. Una vez que se alcanza la presión de burbuja, el crudo llega a su máxima expansión y por lo tanto el factor de formación alcanza su valor máximo. Una vez que la presión se reduce por debajo de la presión de burbuja, el volumen de crudo, y por tanto  $B_o$ , decrecen a medida que el gas en solución se libera. Una vez que la presión se reduce a la presión atmosférica y la temperatura es 60°F, el valor del factor de formación alcanza la unidad.

### 2.2.1. MÉTODO PARA ESTIMAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL CRUDO.

La correlación aquí utilizada es la de Vásquez y Beggs (1980) que sobre predice el valor del factor volumétrico. La expresión general de la correlación es la siguiente:

Presiones inferiores a la presión de burbuja:

$$API \leq 30^\circ$$

$$B_o = 1,0 + 4,677R_s \cdot 10^{-4} + 0,1751 \cdot 10^{-4} D - 1,8106 \cdot 10^{-8} R_s \cdot D$$

$$API > 30^\circ$$

$$B_o = 1,0 + 4,67R_s \cdot 10^{-4} + 0,11 \cdot 10^{-4} D + 0,1337 \cdot 10^{-8} R_s \cdot D$$

$$D = (T - 60) \left( \frac{API}{g_{g(114,7)}} \right)$$

Presiones por encima de la presión de saturación:

$$B_o = B_{ob} \cdot e^{C_o(p_b - p)}$$

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17,2 \cdot T - 1180g_{g(114,7)} + 12,61 \cdot API}{px10^5}$$

### 2.3. VISCOSIDAD DEL CRUDO.

La viscosidad es aquella propiedad de un fluido por virtud de la cual ofrece resistencia al corte. La viscosidad del crudo es una función de la temperatura, la presión, la gravedad específica del crudo, la gravedad específica del gas y la solubilidad del gas. Cuando sea posible, se debe determinar la viscosidad del crudo a través de ensayos de laboratorio a una temperatura y presión; si estos análisis no son posibles, se puede utilizar correlaciones disponibles en la literatura las cuales varían en precisión y complejidad.

De acuerdo a la presión, la viscosidad se puede clasificar en tres categorías:

- a) Viscosidad del crudo muerto ( $\mu_{od}$ ): Es la viscosidad del crudo a la presión atmosférica (sin gas en solución) y a la temperatura del sistema.
- b) Viscosidad del crudo saturado ( $\mu_{ob}$ ): Es la viscosidad del crudo a la presión de burbuja y a una temperatura.
- c) Viscosidad del crudo subsaturado ( $\mu_o$ ): Es la viscosidad del crudo a una presión superior a la presión de burbuja a una temperatura.

#### 2.3.1. MÉTODO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD.

El procedimiento para determinar la viscosidad del crudo para un valor dado de presión y temperatura, consiste en determinar primero, el valor de la viscosidad a la presión de una atmósfera y a una temperatura dada (viscosidad del crudo muerto), para luego ajustar dicho valor, tomando en cuenta la presión y el gas presente en solución.

##### 2.3.1.1. Viscosidad del crudo muerto:

Correlación de Glaso (1980).

$$m_d = 3,414 \times 10^6 (T - 460)^{-3,444} [\log(API)]^a$$

$$a = 10,313 \cdot \log(T - 460) - 36,447$$

Correlación de Beggs y Robinsón (1975).

$$\mathbf{m}_d = 10^X - 1$$

$$X = yT^{-1,163}$$

$$y = 10^Z$$

$$Z = 3,0324 - 0,02023^\circ API$$

donde :

$T$  : temperatura, °F

La expresión de arriba se puede utilizar en un rango de temperatura de 50 a 300°F y en un rango de gravedades de 20,1 a 48,1 API.

### 2.3.1.2. Viscosidad de crudo saturado:

Correlación de Beggs y Robinsón (1975).

$$\mathbf{m}_{bb} = a(\mathbf{m}_{bd})^b$$

donde :

$$a = 10,715(R_s + 100)^{-0,515}$$

$$b = 5,44(R_s + 150)^{0,338}$$

### 2.3.1.3. Viscosidad de crudos subsaturado:

A presiones superiores a la presión de burbuja, se debe realizar un ajuste de la viscosidad del crudo saturado con el propósito de contabilizar la compresión y el grado de subsaturación del yacimiento.

Khan (1987) desarrolló una correlación para estimar la viscosidad de crudos subsaturados a partir de los datos experimentales de 1503 muestras de crudo de Arabia Saudita; dicha correlación tiene la siguiente forma:

$$\mathbf{m} = \mathbf{m}_{bb} \exp[9,6 \times 10^{-5} (P - P_b)]$$

## 2.4. TENSIÓN SUPERFICIAL.

Esta fuerza se origina debido a la diferencia entre las fuerzas moleculares en las dos fases. La tensión superficial se puede medir en el laboratorio y se expresa en dina por centímetro (dina/cm).

### 2.4.1. MÉTODO PARA ESTIMAR LA TENSIÓN SUPERFICIAL.

La tensión superficial entre el gas natural y líquidos de hidrocarburos varía normalmente entre 35 (dinas/cm) a presiones y gravedades API bajas, y cero (dinas/cm) a presiones críticas. Un valor estimado de la tensión superficial a condiciones estándar, se obtiene de la correlación desarrollada por Baker y Swerdloff (1956).

La tensión superficial real se calcula de:

$$s_0 = s_{OD} \left( \frac{\%}{100} \right) \quad \text{Donde}$$

$\sigma_{OD}$  = tensión superficial a condiciones estándar, dinas/cm.

Una ecuación válida para determinar la tensión superficial es presentada por Katsz (1959), basada en la composición del fluido. Solo es presentada como referencia ya que nuestro estudio considera el modelo Black Oil y no el modelo composicional, del cual formaría parte.

$$s^{1/4} = \sum_{i=1}^n P_i \left( X \frac{r_L}{M_L} - y \frac{r_g}{M_g} \right)_i$$

donde :

$\rho$ : densidad, gm/cc.

$\sigma$ : tensión superficial, dinas/cm

P: parámetro para cada componente.

X: fracción molar de la fase líquida.

M: peso molecular.

Y: fracción molar de la fase gaseosa.

## 2.5. DENSIDAD DEL CRUDO.

La predicción de la densidad del crudo, para condiciones locales, es de vital importancia para determinar las pérdidas de presión en flujo multifásico. Normalmente la composición de gas y la composición de líquido no son conocidas, pero pueden ser estimadas empleando la gravedad específica del gas a condiciones estándar y la relación gas crudo en solución ( $R_s$ ).

### 2.5.1. MÉTODO PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DEL CRUDO.

Se dispone de un método alternativo, similar al método de Katz, el cual es seleccionado para predecir la densidad de crudos saturados.

$$r_o = \frac{g_{o.c.s} (62,4) + \frac{g_{gd} (0,0764) R_s}{5,614}}{B_o}$$

Por arriba de la presión de saturación, la densidad del crudo puede ser calculada de la siguiente manera:

$$r_o = r_{ob} EXP[C_o (P - P_b)]$$

donde  $\rho_{ob}$  es determinada empleando la correlación para  $\rho_o$ , tomando  $R_s = R_p$  y  $B_o = B_{ob}$ .

## PROPIEDADES DEL AGUA

### 2.6. FACTOR DE FORMACIÓN VOLUMÉTRICO DEL AGUA.

El factor de formación volumétrica del agua es calculado por la siguiente relación aproximada como una función de la presión y la temperatura, gas en solución y sólidos disueltos dada por Gould (1974):

$$B_w = 1,0 + 1,2 \times 10^{-4} T_x + 1,0 \times 10^{-6} T_x^2 - 3,33 \times 10^{-6} \bar{p}$$

donde :

$$T_x = \bar{T} - 60$$

$T$  : °F

## 2.7. DENSIDAD DEL AGUA.

La densidad del agua puede ser calculada como la relación entre la densidad del agua a condiciones estándar y el factor de formación volumétrico del agua, de la siguiente forma:

$$r_w = \frac{r_{w.c.s}}{B_w} = \frac{g_{w.c.s}(62,4)}{B_w}$$

## 2.8. VISCOSIDAD DEL AGUA.

La viscosidad del agua puede aumentar como aumenta la presión, con el aumento de sólidos disueltos, y disminuir significativamente con el gas en solución. No se dispone de datos que indique los efectos del gas en solución. Sin embargo los efectos de la temperatura sobre la viscosidad del agua fueron reportados por Van Wingen (1950).

La siguiente expresión que correlaciona los resultados presentados por Van Wingen (1950), es empleada para determinar la viscosidad del agua:

$$\mu_w = \text{EXP}(1,003 - 1,479 \times 10^{-2} T + 1,982 \times 10^{-5} T^2)$$

donde :

$T$  : temperatura , °F.

## PROPIEDADES DEL GAS

### 2.9. FACTOR DE FORMACIÓN VOLUMÉTRICA DEL GAS.

Puede calcularse de la siguiente forma:

$$Bg = \frac{V}{V_{C.S}} = \frac{P_{C.S} ZT}{T_{C.S} P Z_{C.S}} = \frac{(14,7) ZT}{(520) P(0,1)}$$

**2.10. DENSIDAD DEL GAS.**

La literatura contiene cientos de ecuaciones de estado dependiendo del tipo de gas, la composición, la condición de presión y temperatura y del grado de sofisticación. La ecuación se presenta a continuación.

**Ecuación de estado para gases reales:**

$$PV = Z \cdot n \cdot R \cdot T$$

La constante del gas, R, tiene un valor de 10,72 en unidades de P: psia, V: pie<sup>3</sup>, n: lbm-moles, T: °R. El número de moles puede ser expresado como:

$$n = \frac{m}{29g_{gf}}$$

Combinando éstas ecuaciones y resolviendo para la densidad:

$$r_g = \frac{m}{V} = \frac{Pg_{gf}(29)}{Z(10,72)T} = 2,70 \frac{Pg_{gf}}{ZT}$$

La gravedad del gas libre es una función de la presión y la temperatura, dependiendo también de la composición y de la cantidad de gas que pueda estar o no en solución con el crudo.

Una vía alterna para calcular la densidad del gas, consiste en emplear los factores de formación volumétrica del gas (Bg).

La densidad del gas a cualquier presión y temperatura puede obtenerse con Bg y  $\rho_{gcs}$  tomando:

$$r_g = \frac{r_{gcs}}{Bg}$$

donde :

$$r_{gcs} = g_{gf}(0,0764)$$

### 2.11. FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z).

El procedimiento para determinar Z, se basa en el principio de correspondencia de los estados, que establece que la mezcla de gases reales tiene el mismo factor Z para los mismos valores de presión pseudoreducida,  $P_{pr}$ , y temperatura pseudoreducida,  $T_{pr}$ , donde:

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

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

#### Presión y Temperatura pseudocrítica:

Para gas natural es necesario determinar primero estos valores antes de determinar el factor de compresibilidad. Brown (1948), plantea una correlación, que estima las presiones y temperaturas pseudocríticas, en función de la gravedad específica del gas libre, sin necesidad de conocer su composición, pudiéndose obtener las siguientes relaciones:

$$P_{pc} = 708,75 + 57,5g_{gf}$$

$$T_{pc} = 169 + 314g_{gf}$$

El factor de compresibilidad de un gas es relacionado como una función de la presión y temperaturas pseudocríticas. La correlación de Hall-Yarboroug (1950) es seleccionada para determinar Z.

### 2.12. VISCOSIDAD DEL GAS.

Datos de laboratorio sobre la viscosidad de mezclas de gases de hidrocarburos raramente están disponibles. Afortunadamente el efecto de la viscosidad del gas sobre la caída de presión y sobre la separación de fases líquidas es despreciable.



La correlación de Lee (1973) es empleada para el cálculo de la viscosidad del gas.

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \text{EXP}(X r_g^y)$$

$$K = \frac{(9,4 + 0,02M) T^{1,5}}{209 + 19M + T}$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01M$$

$$Y = 2,4 - 0,2X$$

con:

T: temperatura, (°R).

$\mu_g$ : viscosidad, (cP).

M: peso molecular.

$\rho_g$ : densidad, (gm/cm<sup>3</sup>)

## CAPÍTULO III

### MODELOS

En este capítulo se muestra los modelos que cuantifican la tasa de deposición de parafina sobre las paredes de una tubería de producción.

Todas las facetas de las operaciones de transporte y producción de crudo se pueden ver afectadas severamente por la precipitación tanto de la parafina como de otras partículas suspendidas, tales como asfaltenos, ceras, arena, etc. En muchos casos, la cantidad precipitada es tan grande que el conducto se obstruye completamente.

#### 3.1. MODELOS SELECCIONADOS.

Para el desarrollo de este trabajo se utilizan los modelos propuestos por Hsu et al (1995) y Hamouda et al (1992), ambos desarrollados bajo una base experimental. Ninguno considera el equilibrio de fases.

##### 3.1.1. DESCRIPCIÓN. MODELO 1. (HAMOUDA et al, 1992)

El flujo de moléculas hacia la pared de la tubería es gobernado por la ley de Fick de la difusión:

$$\frac{dm_w}{dt} = -\frac{MW_w}{N_A} AD_m \frac{dC}{dT} \left( \frac{dT}{dr} \right)_{r=rd} \dots\dots(3.1)$$

Ya que los depósitos pueden contener crudo atrapado con cristales sólidos de parafina. La tasa de deposición total se puede arreglar de la siguiente forma:

$$\frac{dm_d}{dt} = \frac{1}{f_w} \frac{dm_w}{dt} = -\frac{1}{f_w} \frac{MW_w}{N_A} A \frac{C_m}{m} \frac{dC}{dT} \left( \frac{dT}{dr} \right)_{r=rd} \dots\dots(3.2)$$

Introduciendo el “Factor de Tendencia a la Deposición ( $f_{dt}$ )”, definido como:

$$f_{dt} = \frac{MW_w}{f_w N_A} C_m \frac{dC}{dT} \dots\dots(3.3)$$

donde:

$N_A$  : Número de Avogadro

$f_w$  : Fracción en peso de cristales de parafina en el depósito total.

Sustituyendo ecuación (3.3) en ecuación (3.2) se obtiene:

$$\frac{dm_d}{dt} = -A \frac{f_{dt}}{m} \left( \frac{dT}{dr} \right)_{r=rd} \dots\dots(3.4)$$

donde el factor de tendencia a la deposición es determinado de forma experimental.

El uso de este factor elimina la necesidad del calcular el gradiente de concentración con respecto a la temperatura y la fracción de peso de la parafina en el depósito total.

La ecuación (3.4) representa el modelo que predice la tasa de deposición de parafina y está basado en el mecanismo de la difusión molecular.

### 3.1.2. DESCRIPCIÓN. MODELO 2. (Hsu et al, 1995)

La tasa de deposición de parafina en la pared debido únicamente al mecanismo de difusión molecular es:

$$\begin{aligned} \frac{dW}{dt} &= r_w AD_m \frac{dC}{dr} \\ \frac{dW}{dt} &= r_w AD_m \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dr} \dots\dots\dots(3.5) \end{aligned}$$

La densidad de la parafina puede ser función de la composición del crudo, la temperatura y condiciones de flujo. Pero esta variación no es significativa, ya que, una gran porción de los depósitos de parafinas es atrapada por el crudo (hasta un 80%).

Por esto, por simplicidad se asume que la densidad de la parafina es constante en el rango de condiciones de operación estudiadas.

La ecuación (3.5) puede ser arreglada de formas diferentes. La tasa de deposición expresada en espesor “y” (milímetros) de parafina depositada en unidades de tiempo (horas) es definida como:

$$\frac{dy}{dt} = \left( \frac{1}{r_w A} \right) \frac{dW}{dt} \dots\dots\dots(3.6)$$

El gradiente de temperatura en la dirección radial puede ser obtenido de un balance de energía en un elemento diferencial del tubo:

$$\frac{dT}{dr} = \left( \frac{r_o C p_o}{4k_o} \right) (VD) \left( \frac{dT}{dL} \right) \dots\dots\dots(3.7)$$

- Cp<sub>o</sub>: calor específico del crudo
- D : diámetro interno del tubo
- Ko : conductividad térmica del crudo
- L : longitud del tubo
- Q : tasa de flujo
- V : velocidad del flujo
- r : dirección radial
- ρ<sub>o</sub> : densidad del crudo

Sustituyendo ecuación (3.6) y (3.7) en la ecuación (3.5) se tiene:

$$\Omega = \frac{\frac{dy}{dt}}{(VD) \frac{dT}{dL}} = \left( \frac{k_m}{m} \right) \left( \frac{r_o C p_o}{4k_o} \right) \left( \frac{dC}{dT} \right) \dots\dots\dots(3.8)$$

Donde  $\Omega$  (Omega) es definido como la Tendencia de Deposición de Parafina (Wax Deposition Tendency). La ecuación (3.8) expresa la deposición de parafina solamente por el mecanismo de difusión molecular.

Para crudo Newtoniano, la viscosidad es solo función de la temperatura. Para crudo no-Newtoniano, la viscosidad es función de la temperatura y la tasa de flujo. Por esto la tendencia a la deposición de parafina es función de la temperatura y/o la tasa de flujo y se define como:

$$\Omega = F1(T, C, \mathbf{g}) = \left( \frac{k_m}{\mathbf{m}} \right) \left( \frac{\mathbf{r}_o Cp_o}{4k_o} \right) \left( \frac{dC}{dT} \right) \dots\dots\dots(3.9)$$

Si se desprecia el efecto de la tasa de flujo, la deposición predicha bajo condiciones de flujo turbulento podría ser conservativa y sobreestimar el capital de la inversión.

**3.1.2.1. Deposición de parafina controlado por los mecanismos de difusión molecular y el efecto de corte:**

Considerando el efecto cortante del flujo turbulento, el modelo de deposición de parafina puede ser expresado como:

$$\frac{dy}{dt} = \left( \frac{k_m}{\mathbf{m}} + f_s \right) \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dr} \dots\dots\dots(3.10)$$

donde,  $f_s$  es una función que representa el efecto cortante.

Similar a la ecuación (3.9), una función  $F_2$  es definida como:

$$F_2 \equiv f_s \left( \frac{\mathbf{r}_o Cp_o}{4k_o} \right) \left( \frac{dC}{dT} \right) \dots\dots\dots(3.11)$$

La ecuación (3.10) puede ser arreglada para ser expresada como la “Tendencia a la Deposición”:

$$\Omega = F_1 + F_2 \dots \dots \dots (3.12)$$

Varios parámetros han sido estudiados y probados para interpretar el efecto de la tasa de flujo o efecto de corte en la deposición de parafina en condiciones de flujo turbulento. Los parámetros estudiados incluyen tasa de corte, esfuerzo cortante, fuerza cortante y número de Reynolds. Sin embargo ninguno de estos parámetros puede ser usado como escala.

**3.1.2.2. Intentos de modelar con la tasa de corte, el esfuerzo cortante, y número de Reynolds:**

Es difícil predecir o calcular la tasa de corte y determinar su efecto en la deposición de parafinas. Para resultados a escala real se obtiene que el esfuerzo cortante obtenido en tuberías largas en flujo turbulento es pequeño y similar al que se obtiene en un laboratorio con un tubo pequeño sobre condiciones de flujo laminar. Por esto predecir la deposición de parafina a escala real con el esfuerzo cortante es irrazonablemente alto.

El problema de escala real para la tasa de corte y esfuerzo cortante puede ser verificado con la siguiente ecuación:

$$f = \frac{\Delta P D}{2 r L V^2} \dots \dots \dots (3.13)$$

donde.

$\Delta P$  = Caída de Presión

$r$  = Densidad del fluido.

esta definición es válida tanto para flujo laminar como turbulento.

Para tubos lisos y números de Reynolds mayores a 100.000 el factor de fricción puede ser expresado como:

$$f = \frac{k}{N_{Re}^n} \dots \dots \dots (3.14)$$

donde, k y n son constantes.

Sustituyendo ecuación (3.14) en (3.13) se obtiene:

$$\frac{\Delta PD^{1+n}}{V^{2-n}} = K r^{1-n} m^n \dots\dots\dots(3.15)$$

donde,  $K=2k$ . Para un crudo y una temperatura dada, el término de la derecha de la ecuación (3.15) es constante si se desprecia el efecto de la tasa de corte en la viscosidad del crudo. Entonces el término a la derecha puede ser un escalamiento y expresado como:

$$\left( \frac{\Delta PD^{1+n}}{V^{2-n} L} \right)_F = \left( \frac{\Delta PD^{1+n}}{V^{2-n} L} \right)_M \dots\dots\dots(3.16)$$

F = a *full* escala

M = modelo o data de laboratorio

El esfuerzo de corte en la pared es expresado como:

$$\hat{\sigma}_w = \frac{\Delta PD}{4L} \dots\dots\dots(3.17)$$

Despejando  $\Delta P$  y sustituyendo en la ecuación (3.16) queda:

$$\frac{\hat{\sigma}_{wF}}{\hat{\sigma}_{wM}} = \left( \frac{D_M}{D_F} \right)^n \left( \frac{V_F}{V_M} \right)^{2-n} \dots\dots\dots(3.18)$$

Donde,  $n=1$  flujo laminar,  $n=0,25$  flujo turbulento de acuerdo al factor de fricción de Blasius. De esta forma, el término,  $2-n$ , es mayor que cero.

Si el esfuerzo de corte es usado como escala, entonces el esfuerzo de corte es igual para una temperatura y crudo dado en un modelo y en una tubería a *full* escala.

Esto se puede explicar por lo siguiente: se asume que un tubo a escala es una tubería infinitamente larga, entonces la velocidad aplicada a ¼” del tubo del modelo debe ser infinitamente pequeño (ver ec. 3.18). En la data se muestra que el tubo tiene problemas de obstrucción a tasas de flujo bajas debido al alto contenido de parafina en las pruebas hechas al crudo. En otras palabras, a infinitamente pequeñas tasas de

flujo la tubería podría obstruirse y la cantidad de parafina precipitada a una temperatura dada es mayor que el volumen del tubo. Esta es la razón por la cual no se puede usar como parámetro a escala la tasa de corte y el esfuerzo cortante en la predicción de deposición de parafina inclusive en flujo turbulento.

Si el número de Reynolds es usado como escala entonces:

$$(VD)_M = (VD)_F$$

Similar a la discusión anterior, si  $(D)_F$  es hace infinitamente grande, entonces la velocidad del flujo aplicada a 1/4" del tubo del modelo es también infinitamente grande. Sin embargo, bajo velocidades infinitamente grandes la parafina no se deposita en la pared de la tubería. Entonces, el número de Reynolds no puede ser usado como una escala.

**3.1.2.3. Intento De Modelar Con Tensión Crítica De Parafina (Critical Wax Tensión)**

Durante la deposición, fuerte parafina es depositada primero debido a la condición inicial de alto flujo de calor. Por esto, la tensión de parafina es definida como la fuerza requerida para romper los espesores formados de parafina, en dirección radial es diferente en cada capa de parafina.

La fuerza de corte por unidad de longitud de tubo (llamado gradiente de fuerza de corte) requerido para romper las capas de depósito de parafina es definido como tensión crítica de parafina a la temperatura para un crudo dado y medido por la ecuación:

$$\text{Tensión crítica de parafina} = \frac{\Delta PD^{1+n}}{\Delta L} = K r^{1-n} \mu V^{2-n} \dots\dots\dots(3.19)$$

La ecuación (3.19) puede ser reacomodada para un crudo y temperatura dada:



$$\frac{\left(\frac{\Delta PD^{1-n}}{L}\right)_F}{\left(\frac{\Delta PD^{1+n}}{L}\right)_M} = \frac{(V^{2-n})_F}{(V^{2-n})_M} \dots\dots\dots(3.20)$$

Si se usa la tensión crítica de la parafina como una escala, entonces la velocidad del flujo en el tubo modelo y en el tubo a full escala deben ser igual acorde con la ecuación (3.20). Por esto una prueba de deposición de parafina en el laboratorio puede ser realizada a la misma velocidad del flujo y a la temperatura ambiente como en el campo de producción. La data puede ser usada para escalamiento de las condiciones de la línea de operación para predecir el perfil de la deposición de parafina.

La tensión de parafina es función de la temperatura y la composición del crudo, el efecto de corte es función de la temperatura, composición del crudo y la velocidad del flujo. El efecto de corte puede ser expresado como:

$$\text{Efecto de corte} = f_s(T, C, V) \dots\dots\dots(3.21)$$

Tomando en cuenta el efecto cortante en la deposición, la Tendencia a la Deposición de Parafina ( $\Omega$ ) de la ecuación (3.8) queda:

$$\Omega = \frac{\frac{dy}{dt}}{(VD) \frac{dT}{dL}} = F_1(T, C) + F_2(T, C, V) \dots\dots\dots(3.22)$$

Despreciando el efecto de la tasa de corte en la viscosidad del crudo, la ecuación (3.22) puede ser usada para un escalamiento de la tasa de deposición de la data de laboratorio para un determinado crudo fluyendo a través de un tubo a temperatura y velocidad constante. El mismo concepto se puede aplicar para un modelo multifásico de deposición de parafina.

El procedimiento de escalamiento se describe a continuación:

1. Correr la prueba de lazo de flujo turbulento y obtener una data experimental. Se recomienda cuatro diferentes tasas de flujo para una mejor precisión, para convertir esa data experimental en formato de ecuación.

2. Usar el cálculo de transferencia de calor para determinar la temperatura local de la tubería a full escala. También la velocidad del flujo es determinada.

3. Use la misma temperatura y velocidad para determinar la tendencia a la deposición de parafina de la data experimental.

4. Determine la relación de la diferencia de temperaturas de la entrada y salida del segmento de tubería ( $dT/dL$ ).

5. Entonces la tasa de deposición de parafina a *full* escala para una tubería puede ser determinada por:

$$\left(\frac{dy}{dt}\right)_F = \Omega_M \left(VD \frac{dT}{dL}\right)_F \dots\dots\dots(3.23)$$

donde, D es el diámetro interno de la tubería a *full* escala.

El nuevo modelo de deposición de parafina desarrollado, es un modelo semi-empírico, ya que,  $F_1$  y  $F_2$  que se muestran en la ecuación (3.22) tienen que ser determinados experimentalmente.

El modelo de deposición de parafina puede ser incorporado dentro de un programa de diseño convencional de tuberías para calcular deposición de parafina, diámetro interno efectivo, temperatura y perfiles de presión a lo largo de la tubería.

### 3.1.3. EQUIPO EXPERIMENTAL Y PROCEDIMIENTO PARA OBTENER OMEGA (MODELO 2. Hsu et al, 1995).

Para la obtención del Omega ( $\Omega$ ), J.J.C. Hsu et al, diseñaron un equipo denominado HPTFL (High Pressure Turbulent Flow Loop) en el cual se llevaron a cabo investigaciones de deposición de parafinas para crudos vivos parafinosos.

El HPTFL consta de un cuarto de aire a temperatura constante, dos circuladores de enfriamiento rápido, dos unidades de tubos de pruebas, medidor de flujo de masa, bomba de circulación con cambios de velocidad (Gear type), reservorios de crudo, dos indicadores de presión diferencial, manómetros, termocuplas, adquisición de data, unidad de control y una computadora. El sistema opera en un rango de condiciones de 32°F a 240°F y hasta 1500 psia.

Dos unidades de tubo son usadas, una llamada tubo de prueba (Test Tube) que es diseñado para monitorear la deposición de parafina del crudo a varias condiciones. La otra unidad del tubo, llamada tubo de referencia (Reference Tube), es usada como referencia para medir los espesores de depósito de parafina en el tubo de prueba y también la reología del crudo. Cada tubo tiene 5 pies de longitud, y es un intercambiador del tipo carcasa y tubo. El tubo tiene un diámetro externo de 0,5 pulgadas y uno interno de 0,402 de pulgadas de acero inoxidable. Cada unidad es conectada a un circuito refrigerado.

El cuarto de aire está a una temperatura constante en un rango de 32 a 240°F. El rango de temperatura de los circuladores de enfriamiento rápido es de -40 hasta 150 °C. Una mezcla de 50% de refrigerante y 50% de agua es usada para la circulación del fluido. La tasa de circulación del refrigerante es de 5 gpm.

La bomba de circulación es del tipo de cambios de velocidad. La bomba es instalada en el cuarto de aire. La tasa de bombeo es variable hasta 8gpm.

El medidor de flujo de masa es usado para medir la tasa de flujo y la densidad del crudo. Este es instalado en el lazo dentro del cuarto de aire. Las señales son enviadas a una computadora para la adquisición de data. El medidor de flujo es calibrado con agua a la temperatura del cuarto.

La caída de presión en cada unidad de tubo es fluctuante durante las pruebas con flujo turbulento con crudo muerto (Stock Tank Oil). Se desarrolló un sistema de regulación con nitrógeno y se instaló en el sistema para reducir las fluctuaciones en la medición del diferencial de presión.

---

Antes de empezar la corrida del equipo, éste, es limpiado y presurizado con nitrógeno. El sistema es entonces evacuado a temperaturas más alta que el punto de nube.

Para la prueba de deposición usando crudo muerto (Stock Tank Oil), el crudo es calentado y agitado antes de comenzar a transferirlo al reservorio. Nitrógeno es usado para pasar el crudo del reservorio al cilindro pistón. Entonces el crudo es transferido al HPTFL usando la bomba para inyectar agua dentro del cilindro pistón. El volumen total del sistema es grabado. La presión del sistema es mantenida constante con una bomba a la presión deseada. El volumen total del lazo es aproximadamente de 1,3 litros.

Cuando se corre la prueba de deposición de parafina usando crudo vivo o recombinado (RLO), el crudo almacenado es de 5 litros, el cilindro de alta presión es calentado a temperaturas más altas que el punto de nube del crudo muerto (STO). Entonces el crudo es transferido al sistema HPTFL por una bomba a presiones por encima de la presión de burbuja del crudo. El volumen total almacenado de crudo en el sistema es grabado. La presión del sistema se mantiene a presión constante por encima de la presión de burbuja.

Al comienzo, las temperaturas del cuarto de aire y de los circuladores de enfriamiento rápido para los tubos de prueba y de referencia están a la misma temperaturas y más altas que la temperatura del punto de nube.

Cuando la densidad del crudo es constante, el sistema se considera en estado estable. El tubo de prueba es entonces enfriado a la temperatura deseada tan rápido como sea posible. Sin embargo, la temperatura ambiente alrededor del tubo de referencia se mantiene a temperaturas más alta que la del crudo con el fin de prevenir deposición de parafina. La tasa de enfriamiento es de aproximadamente 0,5 °F por minuto. El proceso de enfriamiento simula el transporte a través de tuberías sumergidas en el océano.

La unidad de adquisición de data toma automáticamente tiempo, tasa de flujo volumétrico, densidad del fluido, diferencial de presión en el tubo de prueba y referencia y temperaturas en varias zonas de los tubos.

El método para la medición de la deposición de parafina no requiere del desamblaje del tubo de prueba.

Se recomienda que la data experimental que se va a obtener sea para cuatro diferentes tasa de flujo para obtener una mejor precisión, que luego será usada en el modelo.

### **3.2. COMPARACIÓN ENTRE LOS MODELOS SEMIEMPÍRICOS ENCONTRADOS.**

Muchos trabajo recientemente publicados, describen la tasa de deposición de parafina en tuberías. En esos estudios, el flujo de masa (tasa de deposición de parafina) es calculada usando la primera ley de Fick de la difusión binaria y un término empírico que describe la dispersión de corte.

El siguiente cuadro, muestra la comparación entre los trabajos que consideran un término experimental que sustituya el cálculo de la concentración de parafina y la fracción en masa de parafina en el depósito total formado.

AUTOR	DEFINICIÓN	UNIDADES	CONDICIONES	CRUDOS	RANGO
Hsu (1995)	Omega ( $\Omega$ ): $\Omega = \frac{dy}{dt} \frac{dT}{(VD) dL}$ Toma en cuenta la difusión molecular y la dispersión cortante como mecanismos de deposición	1/°F	El equipo experimental se usó en un rango de 32-40°F, el rango de presiones es hasta 1500 psig Tubos de prueba de 0,5 pulgadas de OD y 0,402 pulgadas de ID, longitud de 5 pies.	Se usa crudo muerto (STO) y crudo vivo (RLO)	Depende del crudo a usar, en el artículo se presentan tres gráficas con los correspondientes valores de Omega: <b>STO</b> .. (0,00 hasta 0,05) <b>RLO</b> .. (0,000 hasta 0,010) <b>STO</b> .. (0,0 hasta 1)
Hamouda (1992)	Factor de tendencia a la deposición de parafina: $f_{dt} = \frac{Mw_w}{f_w N_A} C_m \frac{dC}{dT}$ Toma en cuenta la difusión molecular como mecanismo dominante en la deposición.	Kg <sup>2</sup> /m <sup>2</sup> /s <sup>2</sup> /K	El experimento se realizó con un tubo de prueba de ¼ de pulgada de OD, 0,12 pulgadas de ID y longitud de 9,8 pies (3m)	Se usa crudo muerto, no hay información precisa en el artículo, pero según las condiciones que se presentan se cree que es (STO).	Utilizan tres valores del factor: 1) 3,5x10 <sup>-11</sup> 2) 4,0x10 <sup>-11</sup> 3) 3,8x10 <sup>-11</sup> EL valor número (3) es usado para la simulación en el modelo propuesto en el artículo.
Hamouda (1995)	La definición es la misma que la publicada en 1992 (ver anterior). Toma en cuenta la difusión molecular y advierte que es importante tomar los otros mecanismo para conseguir una mejor predicción.	Kg <sup>2</sup> /m <sup>2</sup> /s <sup>2</sup> /K	El experimento fue con intercambiadores de calor de ½ pulgada de OD, que consiste en cuatro lazos de 3,75 m de longitud y cuatro más de 2,5 m de longitud.	Se usa crudo muerto. No hay información precisa de que tipo de crudo usan, pero según las condiciones que se presentan se cree que es (STO).	Utilizan dos valores: 1) 0,38x10 <sup>-10</sup> 2) 0,19x10 <sup>-10</sup>
Bern (1980)	Tendencia a la deposición: $T.D = \frac{M_s}{H} \frac{m_s}{m_p}$ Toma en cuenta ambos mecanismos de deposición: Difusión molecular y Dispersión cortante.	$\frac{gr}{W.dia}$ $1 \frac{kg}{W.seg} = 8,64x10^7 \frac{gr}{W.dia}$	La característica de la deposición del crudo ha sido estudiada usando unas pequeñas celdas de prueba a escala.	Se usó crudo muerto, con caudal de 60000 bbl/día. No hay información acerca de flujo multifásico.	Depende del tipo de crudo.
Brown (1993)	Tendencia a la deposición: $Deposit.Tendency = \frac{r(Mw)_{deposit}}{\dot{q}}$	$\frac{gr}{W.dia}$ $1 \frac{kg}{W.seg} = 8,64x10^7 \frac{gr}{W.dia}$	Se basa en la misma definición del trabajo realizado por Bern (1980). La data experimental no es aplicable a flujo multifásico.	Se usó crudo muerto con caudales de 20000 bbl/día y 50000 bbl/día.	Depende del crudo. En el artículo se presentan valores de: Crudo 2 (0,0 hasta 0,6) Crudo 6 (0,0 hasta 2,0)

## **CAPÍTULO IV**

### **GRADIENTE DE PRESIÓN Y TEMPERATURA**

En el presente capítulo se mostrarán los conceptos asociados a los diferentes patrones de flujo multifásico, así como las correlaciones que permitirán realizar el cálculo de la caída de presión y distribución de temperaturas a lo largo de la tubería.

#### **GRADIENTE DE PRESIÓN**

La predicción de las pérdidas de presión en tubos horizontales de flujo bifásico tiene que ver con dos fases operacionales importantes en la industria petrolera: 1) el dimensionamiento de líneas de recolección y transmisión en tierra firme y de líneas costa afuera para el transporte de mezcla gas-crudo, y 2) el dimensionamiento de líneas de flujo superficiales desde la cabecera del pozo hasta los separadores y la predicción de pérdidas de presión en líneas de flujo existentes, para determinar la rata de producción del pozo.

Los factores básicos involucrados en flujo bifásico horizontal y ligeramente inclinado son esencialmente los mismos que se aplican para flujo vertical. Las pérdidas de presión son la suma de las pérdidas por gravedad, pérdidas por fricción y pérdidas por aceleración. Sin embargo, las pérdidas por gravedad no existen en flujo horizontal debido a la posición del tubo con respecto a la acción de la gravedad.

#### **4.1. PATRONES DE FLUJO.**

Cuando dos fluidos con diferentes propiedades físicas fluyen por una misma tubería pueden presentarse diferentes patrones de flujo. Varios estudios han sido realizados para determinar que patrón de flujo se encuentra presente en la tubería, dando como resultado una variedad de mapas de patrones de flujo. De los estudios realizados por Taitel y Dukler (1976) se obtiene un mapa de patrones de flujo que ha resultado ser el más exacto, en comparación, con los que hasta ahora han sido

presentados. En este trabajo se emplea el mapa de patrones de flujo desarrollado por Beggs y Brill (1973) ya que también será empleada su correlación para determinar el gradiente de presión.

Beggs y Brill clasifican los patrones de flujo en tres grupos:

1.Segregado.

2.Intermitente.

3.Distribuido.

Para segregado en: estratificado, ondulado y anular; para intermitente en: tapón y burbuja alargada; y para distribuido en: burbuja y rocío.

Los patrones de flujo horizontal son presentados en la Fig.4.1.

#### 4.2. REGÍMENES DE FLUJO.

Las siguientes variables se utilizan para determinar el régimen de flujo en tuberías horizontales.

Número de Froude:

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{g \cdot d}$$

Además:

$$I_L = \frac{V_{sl}}{V_m}$$

$$L_1 = 316 \cdot I_L^{0,302}$$

$$L_2 = 0,0009252 \cdot I_L^{-2,4684}$$

$$L_3 = 0,10 \cdot I_L^{-1,4516}$$

$$L_4 = 0,5 \cdot I_L^{-6,738}$$



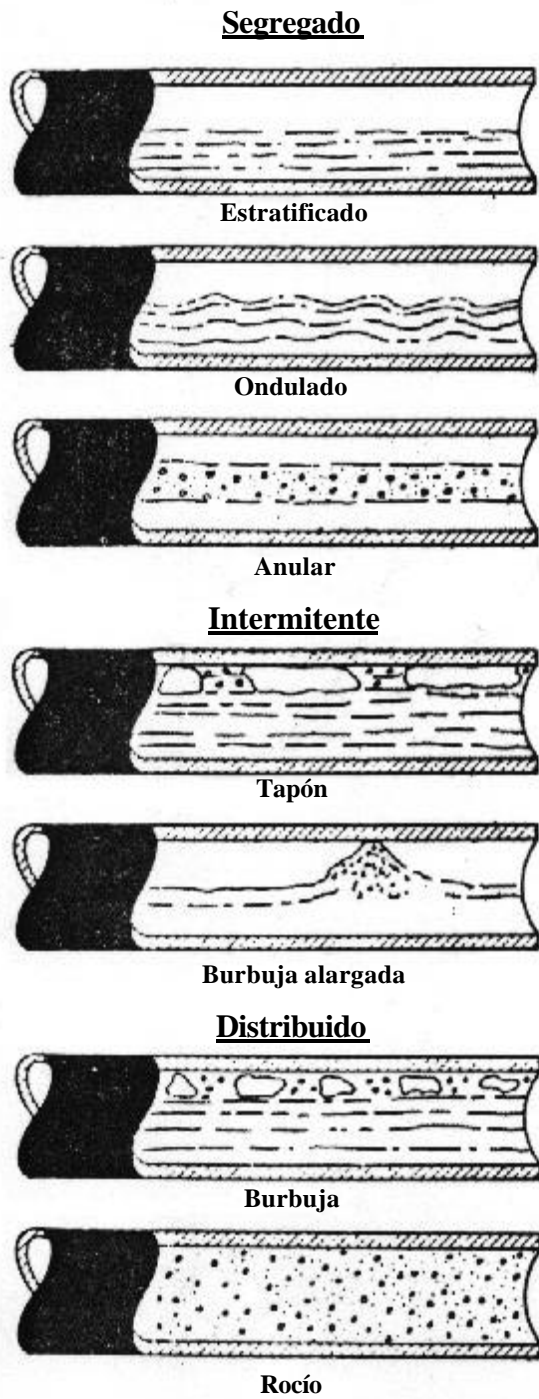


Figura 4.1. Patrones de flujo. Tubería. Horizontal

Los límites del flujo horizontal son:

**SEGREGADO:**

$$I_L < 0,01 \text{ y } N_{FR} < L_1 \quad \text{o}$$

$$I_L \geq 0,01 \text{ y } N_{FR} < L_2$$

**TRANSICIÓN:**

$$I_L \geq 0,01 \text{ y } L_2 \leq N_{FR} \leq L_3$$

**INTERMITENTE:**

$$0,01 \leq I_L < 0,4 \text{ y } L_3 < N_{FR} \leq L_4$$

$$I_L \geq 0,4 \text{ y } L_3 < N_{FR} \leq L_4$$

**DISTRIBUIDO:**

$$I_L < 0,4 \text{ y } N_{FR} \geq L_1$$

$$I_L \geq 0,4 \text{ y } N_{FR} \geq L_4$$

Cuando cae en un régimen de transición, la distribución de fase puede ser calculada, empleando ambas ecuaciones para flujo segregado e intermitente, interpolando luego con los siguientes factores de peso.

$$H_L(\text{transición}) = F \cdot H_L(\text{segregado}) + B \cdot H_L(\text{intermitente})$$

donde :

$$F = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \quad \text{y} \quad B = 1 - F$$

Las mismas ecuaciones son empleadas para calcular la distribución de fases para todo régimen de flujo. Los coeficientes y exponentes empleados en la ecuación son diferentes para cada régimen.

**4.3. PÉRDIDAS DE PRESIÓN.**

La correlación de Beggs y Brill (1973) es empleada para determinar el gradiente de presión en una tubería.

**4.3.1. Adaptación de los componentes de la ecuación de energía para flujo multifásico según Beggs y Brill:**

1. Distribución de fase líquida:

La distribución de fase líquida se determina, realizando un primer cálculo sin tomar en cuenta ningún tipo de inclinación, pero sí el régimen de flujo. Un término de corrección es adaptado para tomar en cuenta la posible inclinación de la tubería. Este término de corrección dependerá también del régimen de flujo.

$$H_{L(q)} = H_{L(0)} \mathcal{Y}$$

Donde  $H_{L(0)}$ , es la distribución de fases que puede existir a las mismas condiciones en una tubería horizontal, y se calcula con:

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

Donde a, b y c son valores diferentes para cada patrón de flujo. Como se presenta a continuación:

Patrones de flujo	a	b	c
Segregado	0,98	0,446	0,0868
Intermitente	0,845	0,5351	0,0173
Distribuido	1,065	0,5824	0,0609

**Tabla 4.1.** Valores para cada patrón de flujo. Flujo Horizontal

En este trabajo se considera una configuración horizontal para la tubería, siendo para este caso  $\psi=1$ , sin embargo, el cálculo del factor de corrección, tomando en cuenta cualquier tipo de inclinación de la tubería, es presentado.

$$\mathcal{Y} = 1 + C \cdot [\text{sen}(1,8 \cdot \theta) - 0,333 \text{sen}^3(1,8 \cdot \theta)]$$

Donde  $\theta$  es el ángulo actual de la tubería medido de la horizontal. Para flujo vertical ascendente,  $\theta=90^\circ$  y la ecuación anterior se reduce a:

$$y = 1 + 0,3 \cdot C$$

donde :

$$C = (1 - I_L) \ln(d' I_L^e N_{FR}^f N_{FR}^g)$$

Donde d', e, f y g son valores para cada patrón de flujo,

Patrones de flujo	d'	e	f	g
Segregado ascendente	0,001	-3,768	3,539	-1,614
Intermitente ascendente	2,96	0,305	-0,4473	0,0978
Todo patrón descendente	4,70	-0,3692	0,1244	-0,05056

Tabla 4.2. Valores para cada patrón de flujo. Flujo vertical

El patrón de flujo distribuido ascendente no presenta factor de corrección.

#### 4.3.1.1. Pérdidas de Presión por Fricción:

$$\left( \frac{dp}{dz} \right)_f = \frac{f_{ip} r_n V_m^2}{2gcD}$$

con:

$$r_n = r_L I_L + r_g I_g$$

La expresión general para el factor de fricción en flujo multifásico es:

$$f_{ip} = f_n \frac{f_{ip}}{f_n}$$

Con el factor de fricción sin deslizamiento ( $f_n$ ), determinado de la curva de tuberías lisas del diagrama de Moody (1944) o de:

$$f_n = 1 / [2 \log( N_{RE} / (4,5223 \log N_{RE} - 3,8215) )]^2$$

con:

$$N_{RE} = \frac{\mathbf{r}_n V_m d}{\mathbf{m}_h}$$

$$\mathbf{m}_h = \mathbf{m}_L \mathbf{l}_L + \mathbf{m}_g \mathbf{l}_g$$

La relación  $f_p/f_h$  se calcula por:

$$\frac{f_p}{f_h} = e^S$$

$$S = [\ln(y)] / \left\{ -0,0523 + 3,182 \ln(y) - 0,8725 [\ln(y)]^2 + 0,01853 [\ln(y)]^4 \right\}$$

$$y = \frac{\mathbf{l}_L}{[H_{L(q)}]^2}$$

El valor de S presenta discontinuidades para intervalos de y entre (1-1,2). Para este intervalo el valor de S se determinará mediante la siguiente expresión:

$$S = \ln(2,2y - 1,2)$$

#### 4.3.1.2. Pérdidas de Presión por Aceleración:

Aunque el gradiente de presión por efecto de la aceleración es bastante pequeño, excepto para altas velocidades de flujo, puede ser incluido para mayor precisión en los resultados.

$$\left( \frac{dp}{dz} \right)_{acc} = \frac{\mathbf{r}_s V_m V_{sg}}{gcP} \frac{dp}{dz}$$

Si se define un término de aceleración como:

$$E_K = \frac{\mathbf{r}_s V_m V_{sg}}{gcP}$$

#### 4.3.1.3. Pérdidas de Presión por Elevación:

$$\left( \frac{dp}{dz} \right)_{el} = \frac{g}{gc} \mathbf{r}_s$$

donde :

$$\mathbf{r}_s = \mathbf{r}_L \cdot H_L + \mathbf{r}_g \cdot H_g$$

Con:

$\rho_s$ : densidad tomando en cuenta el deslizamiento entre las fases, (lbm/pie<sup>3</sup>).

**Pérdidas de Presión Total:**

Usando las definiciones anteriores, la pérdida de presión total se determina de la siguiente expresión:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{\left(\frac{dp}{dz}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_f}{1 + E_k}$$

**GRADIENTE DE TEMPERATURA**

Cuando el fluido se mueve a través de la tubería de producción, existe una transferencia de calor entre el mismo fluido y el ambiente que lo rodea debido a la diferencia de temperatura entre ambos.

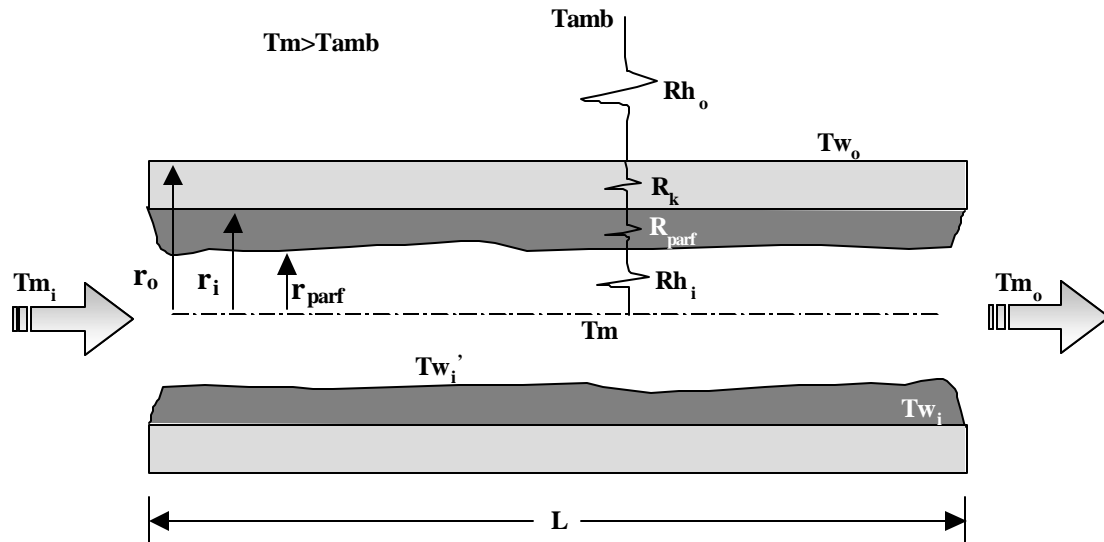


Figura 4.2. Mecanismos de transferencia de calor. Geometría Cilíndrica

#### 4.4. MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

La transferencia de calor entre el fluido interno y la pared del tubo, para una sección de tubería de longitud  $L$  sin deposición, está dada por la siguiente ecuación:

$$Q = 2\mathbf{p} \cdot r_i \cdot h_i \cdot L \cdot (T_m - Tw_i) = \frac{(T_m - Tw_i)}{\frac{1}{2\mathbf{p} \cdot r_i \cdot h_i \cdot L}} = \frac{(T_m - Tw_i)}{Rh_i}$$

Donde  $h_i$  es el coeficiente de película interno basado en el área superficial interna del tubo y  $r_i$  es el radio interno de la tubería.

La transferencia de calor a través de la pared del tubo y del espesor de parafina formado se producen por conducción.

Donde:

$$Q = \frac{(Tw_i' - Tw_i)}{\frac{\ln(r_i / r_{parf})}{2 \cdot k_{parf} \mathbf{p} \cdot L}} = \frac{(Tw_i' - Tw_i)}{R_{parf}} \quad \text{Parafina}$$

$$Q = \frac{(Tw_i - Tw_o)}{\frac{\ln(r_o / r_i)}{2 \cdot k_{tubo} \mathbf{p} \cdot L}} = \frac{(Tw_i - Tw_o)}{R_K} \quad \text{Tubo}$$

Donde  $Tw_i'$  es la temperatura de la pared del espesor de parafina formado,  $Tw_o$  temperatura de pared externa del tubo y  $Tw_i$  temperatura de pared interna de la tubería.

#### 4.5. CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE TRANSFERENCIA DE CALOR

Aquí se presentan las correlaciones usadas para el cálculo de los coeficientes convectivos internos y externos de transferencia de calor, tomadas del libro de Transferencia de Calor del autor Frank Incropera.

#### 4.5.1. Coeficiente Convectivo Interno:

Para flujo laminar se puede utilizar la siguiente correlación:

$$Nu_D = 3,66$$

$$\frac{h_i d_i}{k_i} = 3,66$$

$i$  : denota fluido interno.

Que se aplica para condiciones de flujo laminar, completamente desarrollado, con flujo de calor uniforme y Pr mayores e iguales a 0,6.

Para flujo turbulento se puede utilizar la siguiente correlación (Dittus-Boelter, 1930):

$$Nu_D = 0,023 \cdot N_{RE}^{4/5} \cdot P_r^n \cdot \left( \frac{\mathbf{m}}{\mathbf{m}_{pared}} \right)^{0,25}$$

$$\frac{h_i d_i}{k_i} = 0,023 \cdot N_{RE}^{4/5} \cdot P_r^n \cdot \left( \frac{\mathbf{m}}{\mathbf{m}_{pared}} \right)^{0,25} \quad 0,25 \text{ corresponde } Tw_i < T_m$$

donde  $n = 0,4$ , para calentamiento y  $0,3$ , para enfriamiento. Esta ecuación se ha confirmado de forma experimental para las siguientes condiciones:

$$0,7 \leq P_r \leq 160$$

$$N_{RE} \geq 10.000$$

$$\frac{L}{D} \geq 10$$

con todas las propiedades evaluadas a la temperatura media ( $T_m$ ), con el uso de esta correlación se pueden tener errores tan grandes como del 25%.

#### 4.5.2. Coeficiente Convectivo Externo:

Para calcular el coeficiente convectivo externo se puede utilizar las siguientes correlaciones:

Flujo externo de convección libre (Churchill y Chu, 1975):



$$Nu_D = \left\{ 0,60 + \frac{0,387 Ra_D^{1/6}}{\left[ 1 + (0,559 / Pr)^{9/16} \right]^{8/27}} \right\}^2$$

para :  $Ra_D \leq 10^{12}$

$$\frac{h_o \cdot d_o}{k_o} = \left\{ 0,60 + \frac{0,387 Ra_D^{1/6}}{\left[ 1 + (0,559 / Pr)^{9/16} \right]^{8/27}} \right\}^2$$

$o$  : denota fluido externo

La correlación anterior proporciona el número de Nusselt promedio sobre toda la circunferencia de un cilindro isotérmico.

Flujo externo de convección forzada (Hilpert, 1933):

$$Nu_D = C \cdot N_{RE}^m \cdot Pr^{1/3}$$

donde las constantes C y m se obtienen de la siguiente tabla:

$N_{RE}$	C	m
0,4-4	0,989	0,330
4-40	0,911	0,385
40-400	0,684	0,466
4000-40000	0,193	0,618
40000-400000	0,027	0,805

**Tabla 4.3.** Valores para la correlación de flujo externo.

Todas las propiedades del fluido externo se evalúan a la temperatura de película ( $T_f$ ).

Cada una de las correlaciones anteriores es razonable sobre cierto rango de condiciones, pero para la mayoría de los cálculos no se debe esperar una precisión mucho mejor que 20%

---

## CAPÍTULO V

### ALGORITMO

#### 5.1. CASO A ANALIZAR.

El algoritmo estará estructurado bajo las siguientes premisas:

- ✓ Configuración horizontal para la tubería.
- ✓ Se conocerán las condiciones de entrada para la tubería ( $T_{m_i}$ ;  $P_{m_i}$ ).
- ✓ No se considera el equilibrio de fases ( $K_i$ ).
- ✓ Se considera pura convección para la transferencia de calor.
- ✓ Se conocerán las características de los fluidos de alimentación (Crudo, Agua, Gas).
- ✓ En el efecto de transferencia de calor se considera una mezcla representada por propiedades promedio del flujo.
- ✓ Se considera que el depósito de parafina se distribuye uniformemente sobre la pared del tubo.

#### 5.2. ALGORITMO.

La estructuración del algoritmo se divide en tres partes, que juntas lo conforman y dan como resultado la solución de la tubería. Las mismas son:

- Introducción de datos.
- Resolución.
- Resultados.

### **5.2.1. Introducción de datos:**

Se introduce la información referente a la estructuración de la tubería, a las características físicas de los elementos que la conforman, las propiedades de los fluidos de alimentación, las condiciones de transferencia de calor y el tiempo de operación de la tubería.

### **5.2.2. Resolución:**

Con el conocimiento de los datos introducidos en lo mencionado arriba, un conjunto de sentencias estarán estructuradas dependiendo del caso a estudiar (superficial, enterrada, sumergida, etc.) conformando el algoritmo que dará resultado a la solución del sistema. Más adelante se describe en forma detallada lo dicho anteriormente.

### **5.2.3. Resultados:**

Los resultados se presentan tanto en pantalla como en un archivo.

La información presentada será:

- Distribución de temperaturas a lo largo de la tubería.
- Distribución de presión a lo largo de la tubería.
- Variación del diámetro interno a lo largo de la tubería.
- Cada una de las distribuciones anteriores con respecto al tiempo.

## **5.3. ESTRUCTURACIÓN DEL ALGORITMO.**

El algoritmo esta estructurado por un conjunto de subrutinas que combinadas determinan la base del proceso de cálculo y conforman el algoritmo de solución. Ver figura 5.5.

Estas son:

- Introducción de datos.
- Cálculo de la longitud de deposición.

- Cálculo de las propiedades del fluido interno.
- Cálculo del resto de las propiedades del fluido interno y los coeficientes convectivos internos y externos de transferencia de calor.
- Cálculo del balance de energía.
- Cálculo de la tasa de deposición de la parafina.
- Cálculo de la caída de presión.

### 5.3.1. Introducción de datos:

Se introduce información referente a: (ver figura 5.4)

#### Flujo interno:

- Caudal de crudo. ( $Q_o$ )
- Caudal de agua. ( $Q_w$ )
- Temperatura de entrada a la tubería ( $T_{m_i}$ ).
- Presión de entrada a la tubería ( $P_{m_i}$ ).
- Temperatura de punto de nube del crudo ( $T_{pn}$ ).

#### Otras características:

- Relación gas-crudo (GOR).
- Gravedad específica del gas. ( $\gamma_g$ )
- Presión en el separador. ( $P_{SEP}$ )
- Temperatura en el separador. ( $T_{SEP}$ )

#### Fluido externo:

- Temperatura del medio ambiente. ( $T_{amb}$ )

#### Tubería:

- Diámetro interno ( $d_i$ ).
- Diámetro externo ( $d_e$ ).
- Longitud total. ( $L_T$ )
- Inclinación
- Rugosidad

**Selección del modelo de deposición:**

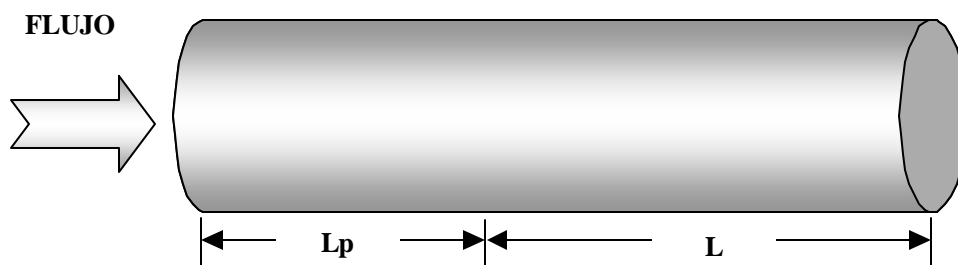
- Modelo (1), A.A. Hamouda (1992)
- Modelo (2), J.J.C. Hsu (1995)

**Condición de trabajo:**

- Superficial.
- Superficial-aislada.
- Enterrada.
- Enterrada-aislada.
- Sumergida.
- Sumergida-aislada.

**Tiempo de operación de la tubería.****Números de tramos a estudiar.****5.3.2. Cálculo de la Longitud de Deposición:**

En esta subrutina se calcula la longitud aproximada donde puede empezar a ocurrir la deposición, dependiendo de la condición de trabajo de la tubería.



**Figura 5.1.** Longitud de deposición.

$L_p$ : Longitud sin deposición.

$L$ : Longitud con deposición.

### 5.3.3. Propiedades del Fluido Interno:

Se calculan todas las propiedades del fluido interno (Crudo-Agua-Gas) con la temperatura y presión media del segmento, usando las diferentes correlaciones ya desarrolladas por los diferentes autores para cada caso. Ver figura 5.6.

Las propiedades aquí calculadas son:

- ✓ Densidad de la mezcla (con y sin deslizamiento).
- ✓ Viscosidad de la mezcla (con y sin deslizamiento).
- ✓ Caudales de crudo, agua y gas“in situ”.
- ✓ Velocidad de la mezcla (con y sin deslizamiento).

### 5.3.4. Cálculo del Resto de las Propiedades del Fluido Interno:

Se calcula los calores específicos y conductividades térmicas de cada fluido (Crudo, Agua y Gas) y luego se toma una mezcla promedio (sin considerar el deslizamiento entre fases). También se calculan los coeficientes convectivos internos y externo para la transferencia de calor dependiendo de la condición de trabajo de la tubería (superficial, enterradas, sumergida, etc.). Ver figura 5.7.

### 5.3.5. Cálculo del Balance Térmico:

Usando la primera ley y la analogía de circuitos eléctricos para la transferencia de calor se obtiene la distribución de temperaturas para el segmento en estudio y así luego se obtiene para toda la tubería. Ver figura 5.8.

De acuerdo al siguiente diagrama:

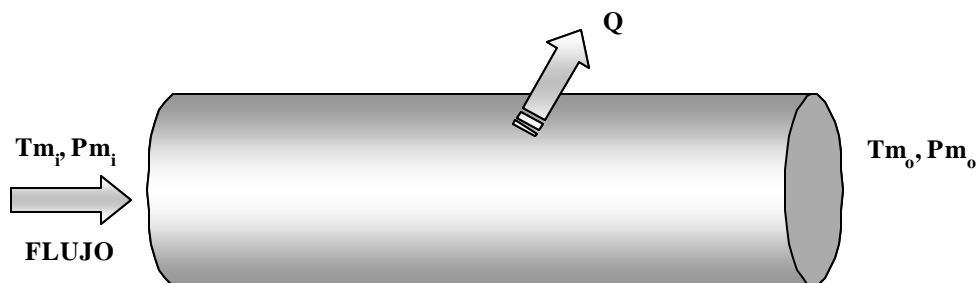


Figura 5.2. Balance de Energía

De la primera ley:

$$Q_{1erLey} = \dot{m}_m \cdot Cp_m \cdot (Tm_i - Tm_o) \dots\dots\dots (a)$$

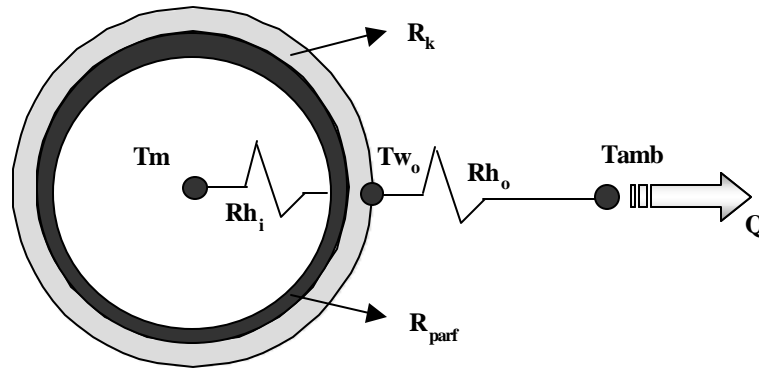


Figura 5.3. Analogía de circuitos eléctricos. Sección Transversal de la tubería.

De analogía de circuitos eléctricos para la transferencia de calor:

$$Q_1 = \frac{(Tm - Tw_o)}{Rh_i + R_{parf} + R_k} \dots\dots\dots (b) \text{ y } R_k \cong 0 \text{ conductividad del material infinita}$$

$$Q_2 = \frac{(Tw_o - T_{amb})}{Rh_o} \dots\dots\dots (c)$$

Igualando (a) con (b) y (a) con (c) se obtiene un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas, donde las variables a resolver son \$Tm\_o\$ y \$Tw\_o\$:

$$\dot{m}_m \cdot Cp_m \cdot (Tm_i - Tm_o) = \frac{(Tm - Tw_o)}{Rh_i + R_{parf}} \dots\dots\dots (a.1)$$

$$\dot{m}_m \cdot Cp_m \cdot (Tm_i - Tm_o) = \frac{(Tw_o - T_{amb})}{Rh_o} \dots\dots\dots (a.2)$$

donde:

$$Tm = \frac{(Tm_i + Tm_o)}{2}$$

Dependiendo de la condición de trabajo de la tubería, la ecuación (a.1) se le incluye un término adicional para la resistencia a la transferencia de calor. Si existe una condición donde se incluya el aislamiento la ecuación (a.1) queda:

$$m_m \cdot Cp_m \cdot (Tm_i - Tm_o) = \frac{(Tm - Tw_o)}{Rh_i + R_{parf} + R_{aisl}} \dots\dots\dots (a.1.1)$$

**5.3.6. Cálculo de la Tasa de Deposición:**

Para el cálculo de la tasa de deposición de parafina se emplean dos modelos semiempíricos.

**Modelo (1):**

Desarrollado por Hamouda et al (1992), toma en cuenta únicamente la difusión molecular como mecanismo de deposición.

La ecuación propuesta es:

$$\frac{dm_d}{dt} = -A \frac{f_{dt}}{\mathbf{m}} \left( \frac{dT}{dr} \right)_{r=rd}$$

**Modelo (2):**

Desarrollado por Hsu et al (1995), toma en cuenta los mecanismos de difusión molecular y la dispersión de corte para la deposición.

La ecuación propuesta es:

$$\left( \frac{dy}{dt} \right)_F = \Omega_M \left( VD \frac{dT}{dL} \right)_F$$

La figura 5.9 muestra el algoritmo propuesto utilizado en este trabajo que involucra a ambos modelos.

**5.3.7. Cálculo de la Caída de Presión:**

Usando la correlación de Beggs y Brill (1973) se calcula el gradiente de presión para el segmento en estudio dependiendo del patrón de flujo y así obtener la distribución de presiones para toda la tubería.



#### **5.4. CRITERIOS DE CONVERGENCIA.**

Para cada segmento se supone un valor de temperatura y presión a la salida del mismo, y así calcular las propiedades promedio del fluido interno. Para el fluido externo, se supone un valor de la temperatura de pared externa para obtener las propiedades promedio.

Una vez calculado las propiedades internas y externas, se determina mediante un balance de energía las nuevas temperaturas que son comparadas con las supuestas inicialmente.

Cuando se obtiene la convergencia para este primer cálculo, se procede a calcular el espesor de parafina formado para estas condiciones y compararlo con el supuesto inicialmente. Una vez que converge se procede al calcular la caída de presión para el segmento y así obtener la presión a la salida del mismo cerrando así el ciclo iterativo.

Una vez que se cumple este ciclo iterativo, este pasa al otro segmento hasta completar la longitud total de la tubería y allí al otro tiempo, hasta completar el tiempo de operación de la tubería.

Los siguientes diagramas explican lo dicho anteriormente:

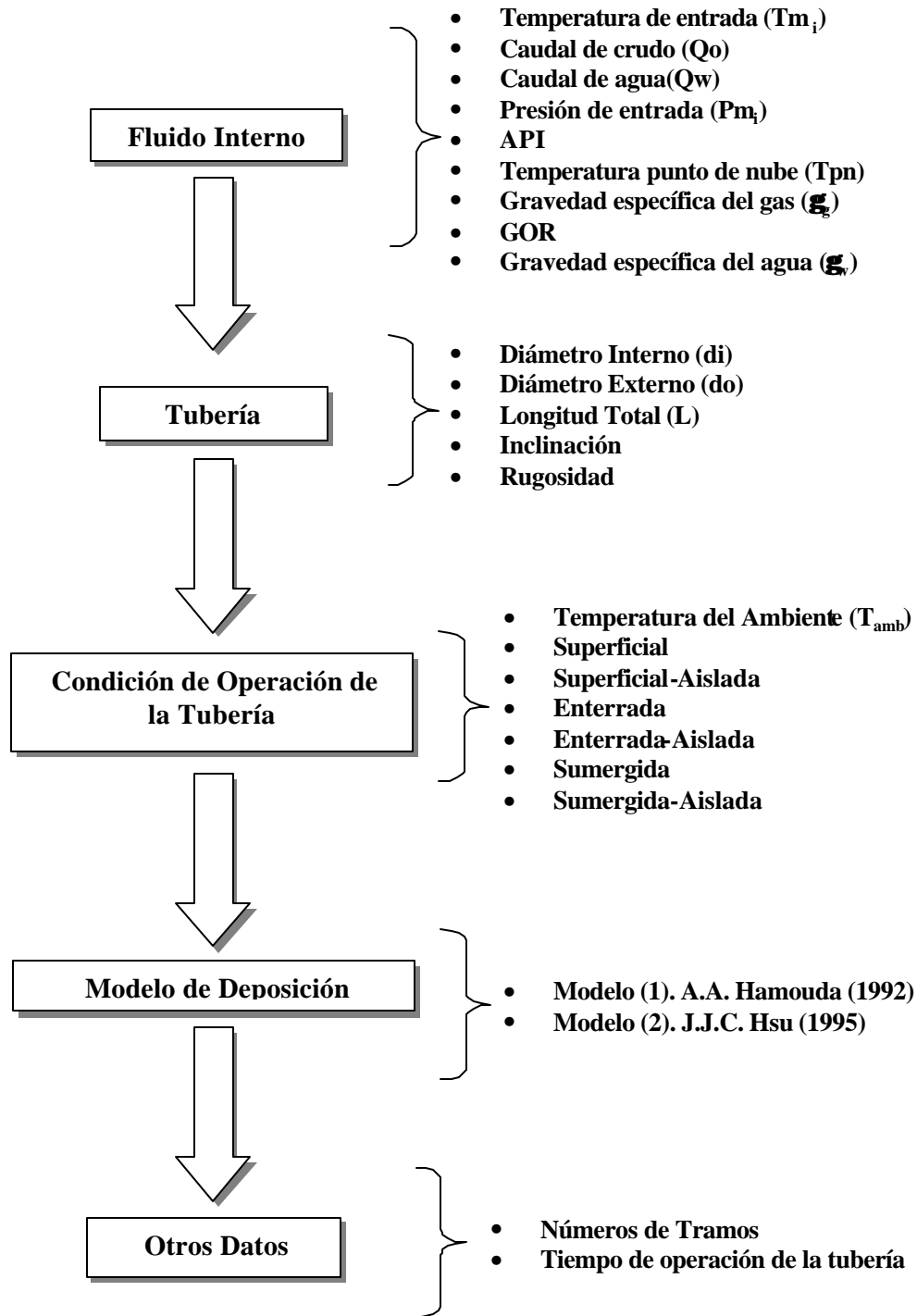


Figura 5.4. Datos de entrada del algoritmo

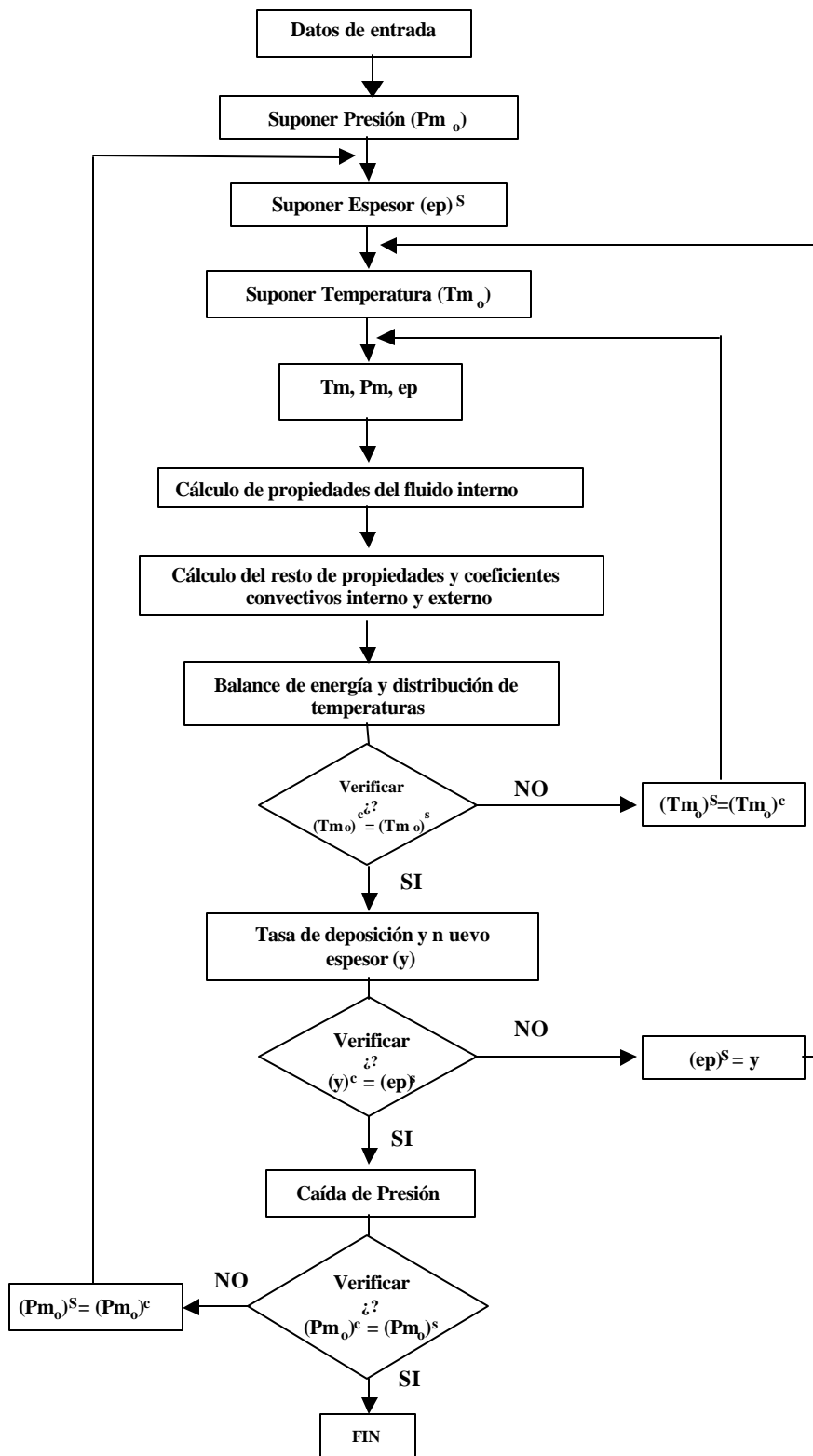


Figura 5.5 Algoritmo Principal

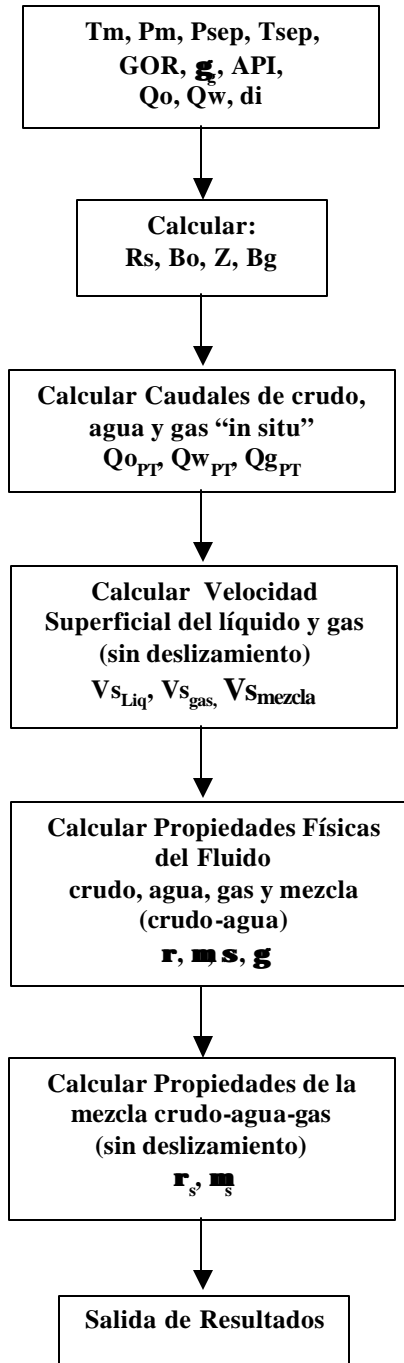


Figura 5.6. Algoritmo de cálculo de las propiedades del fluido interno

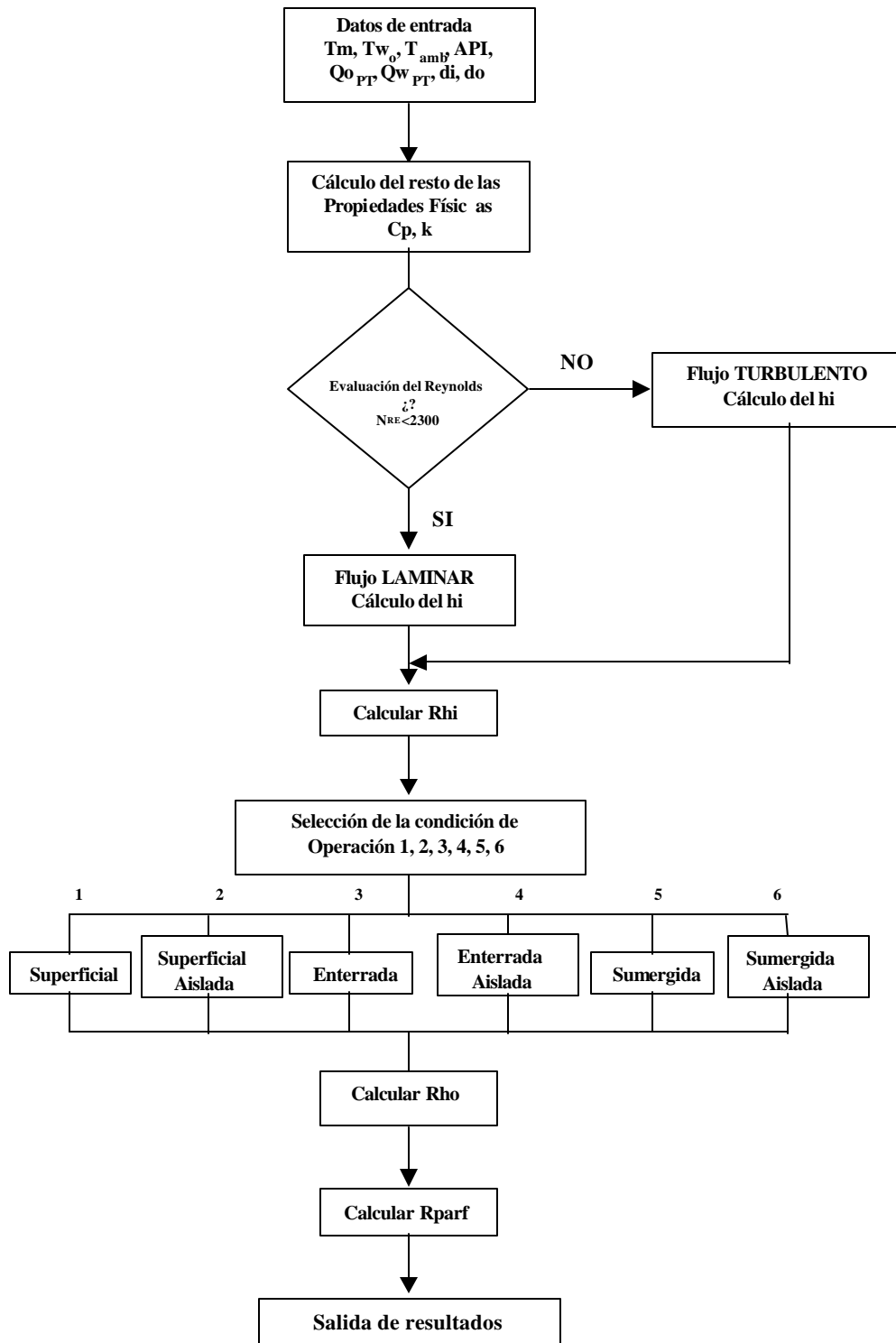
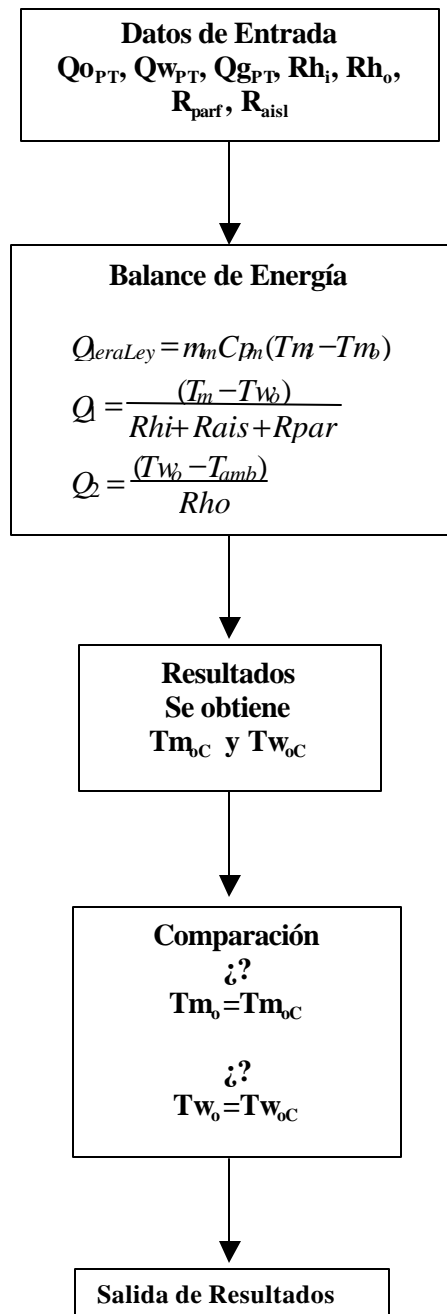


Figura 5.7. Algoritmo de cálculo de los coeficientes convectivos internos y externos



**Figura 5.8.** Algoritmo de cálculo del balance de energía y distribución de temperaturas

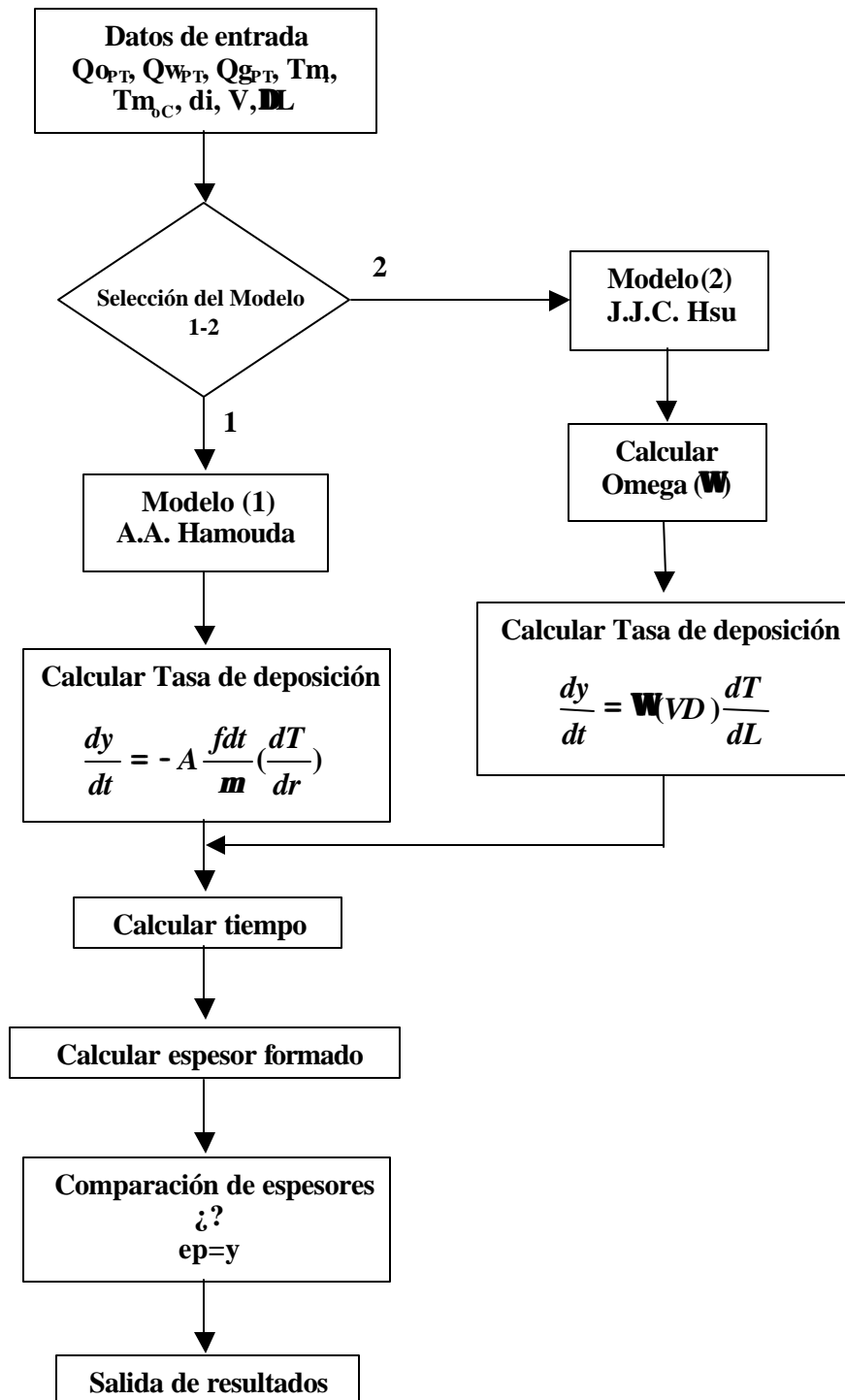


Figura 5.9. Algoritmo de cálculo de la tasa de deposición de parafina

## CAPÍTULO VI

### VALIDACIÓN

En este capítulo se muestra el modelo que permite calcular el gradiente de temperatura y de presión, así como también los modelos que permiten calcular el espesor de parafina formado y la posible ubicación donde pudiera formarse el tapón de parafina. Para la validación, se emplean 3 casos tomados de diferentes artículos que se irán presentando en el desarrollo de este capítulo.

A continuación se presenta una breve descripción del fenómeno y posteriormente las características fundamentales de operación de cada caso, además de presentar los resultados obtenidos por el programa para la validación y análisis de los mismos con cada modelo.

#### **6.1. DESCRIPCIÓN DEL FENÓMENO:**

La deposición de parafina ocurre en las tuberías durante el transporte del crudo, cuando este es enfriado por debajo de la temperatura de punto de nube. Cuando se transporta crudo parafinoso, los mecanismos de deposición que actúan son: la difusión molecular, dispersión cortante, difusión browniana y deposición por gravedad.

En la subcapa laminar, es donde existe un gradiente de velocidades y la temperatura baja a valores cercanos al de la pared de la tubería creando un gradiente de temperatura radial. Esto origina un gradiente de concentración en la dirección radial, donde las parafinas disueltas en el crudo se difunden del crudo caliente, el cual tiene una alta concentración, hacia el crudo frío cercano a la pared del tubo, el cual tiene una baja concentración. Debido a la rugosidad de la tubería, algunas parafinas se adhieren a la superficie formando un depósito.



## 6.2. CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES DE LOS MODELOS:

En los modelos presentados en este trabajo, el flujo de masa (tasa de deposición de parafina) es calculado usando la primera ley de Fick de la difusión binaria y un término empírico que describe la dispersión de corte.

Los mecanismos de transferencia de calor considerados en este trabajo son: convección en configuraciones de flujo interno y externo, y conducción a través de la pared de la tubería y espesor de parafina formado.

### 6.2.1. Modelo (1):

Desarrollado por Hamouda et al (1992), toma en cuenta únicamente la difusión molecular como mecanismo de deposición.

La ecuación propuesta es:

$$\frac{dm_d}{dt} = -A \mathbf{m} \left( \frac{dT}{dr} \right)_{r=r_d}$$

Donde  $f_{dt}$  se denomina “Factor de Tendencia a la Deposición de Parafina” y se obtiene experimentalmente. En este trabajo se tomó constante para los casos estudiados. ( $f_{dt} = 3,8 \times 10^{-11} \text{ kg}^2 / (\text{m}^2 \text{ s}^2 \text{ K})$ )

### 6.2.2. Modelo (2):

Desarrollado por Hsu et al (1995), toma en cuenta los mecanismos de difusión molecular y la dispersión de corte para la deposición.

La ecuación propuesta es:

$$\left( \frac{dy}{dt} \right)_F = \Omega_M \left( VD \frac{dT}{dL} \right)_F$$

Donde  $\Omega$  (Omega) se obtiene experimentalmente. Este término se obtiene de unas gráficas, que depende de la velocidad del flujo y la temperatura del fluido interno.

### 6.3. ESPECIFICACIONES DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS CASOS ESTUDIADOS:

La siguiente tabla, muestra las características de operación para cada caso estudiado en este trabajo para su validación. Estos datos se tomaron de los artículos de: Hsu et al (1999), Hsu et al (1995), Brown et al (1993)

**Tabla 6.1.** Características de operación para cada caso.

Características	Caso (1)	Caso (2)	Caso (3)
Tipo de flujo	Multifásico	Monofásico	Monofásico
Presión de entrada (psia)	455	500	1000
Presión de salida (psia) Tubería limpia	360	×	×
Temperatura de entrada (°F)	200	104	125
Caudal de crudo (bopd)	12670	60000	20000
Caudal de agua (bwpd)	2184	×	×
GOR (mcf/ std bbl)	2370	×	×
Diámetro interno (pulg)	11,38	11,375	11,75
Diámetro externo (pulg)	12,0	12,750	12,0
Longitud Total (Km)	5,6	4,53	9,656
Aislamiento	Ninguno	Ninguno	Ninguno
Condición de trabajo de la tubería	Sumergida	Sumergida	Sumergida
Temperatura ambiente (°F)	68	60	54
Temperatura punto de nube (°F)	85	102,3	77

Esta información es suministrada al programa y los resultados son comparados con los obtenido en los artículos para cada caso.

## 6.4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS:

### 6.4.1. Perfil de Temperaturas:

A partir de los resultados obtenidos por el programa, se determinó el perfil axial de temperatura para cada uno de los casos ya mencionados. Las figuras 6.1. y 6.2. presentan los perfiles de temperatura obtenido en cada artículo para cada caso y sobrepuestos los conseguidos en el programa.

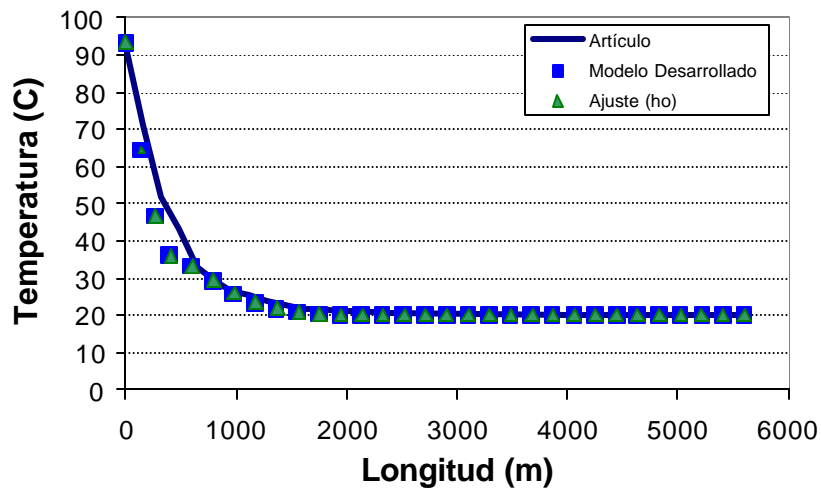


Figura 6.1. Comparación de los perfiles de temperatura. Caso (1)

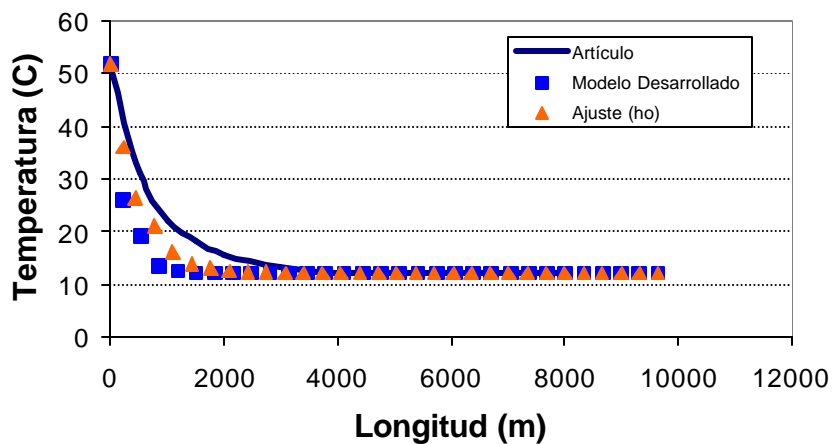


Figura 6.2. Comparación de los perfiles de temperatura. Caso (3)

Para los casos (1) y (3), se observa, comportamientos similares para los perfiles de temperatura obtenidos por el programa. La diferencia entre las curvas de los artículos con las conseguidas en este trabajo, se debe al uso de correlaciones para estimar los coeficientes de película interno y externo y de los mecanismos de transferencia de calor utilizados.

También el perfil de temperatura es muy sensitivo al coeficiente de película externo y al número de tramos que se desee estudiar. Mientras más tramos se coloquen, la curva será más suave pero el proceso de cálculo del programa se hará más lento. Para conseguir la distribución de temperaturas presentada en cada artículo se debe reducir el valor del coeficiente de película externo ( $h_o$ ) para el caso (1) entre un 2,8-4,5% y para el caso (3) entre un 20-25%. Ambas reducciones se aprecian en las figuras 6.1. y 6.2.

#### 6.4.2. Tasa de Deposición:

##### Caso (1):

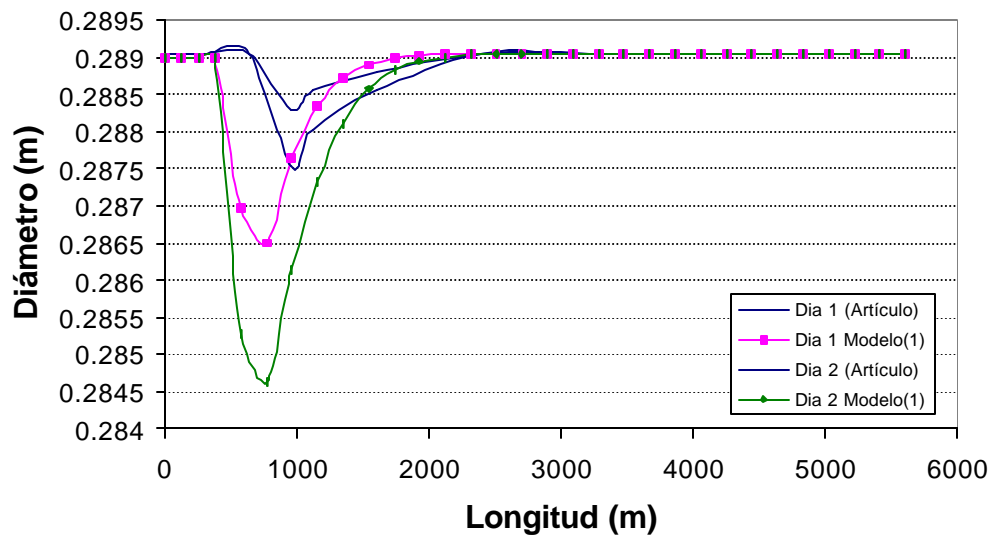
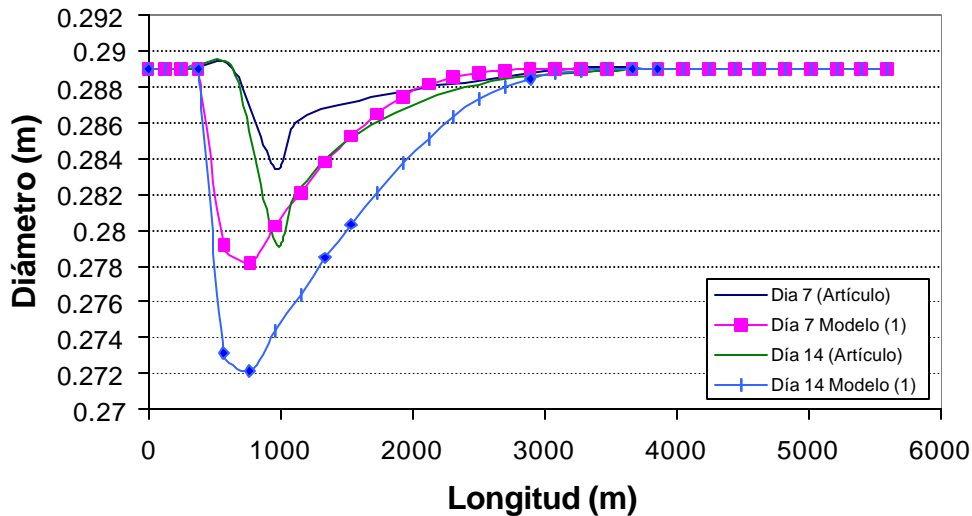


Figura 6.3. Reducción del diámetro interno. Comparación. Días 1-2



**Figura 6.4.** Reducción del diámetro interno. Comparación. Días 7-14

Las figuras 6.3. y 6.4. muestran, comparación de la tasa de reducción del diámetro interno, se observa una similitud en el comportamiento de las curvas, con una mayor tasa de deposición de parafina conseguida por el modelo (1), lo cual corresponde a una mayor deposición anticipada en la dirección axial de la tubería.

De acuerdo a los resultados obtenidos por el modelo (1), se observa una zona de mayor deposición que se debe principalmente a que en los primeros 1000 metros de la tubería existe una mayor transferencia de calor y conforme el fluido interno recorre la tubería, este se va enfriando hasta alcanzar la temperatura ambiente donde no se observa deposición.

Las gráficas muestran que para cada día, los resultados obtenidos con el modelo (1) están por debajo de los del artículo o dicho de otra manera, hubo más deposición de parafina para cada día. También este predice con anticipación el lugar donde ocurre la máxima deposición.

La diferencia entre ambos resultados puede deberse a lo siguiente:

Las correlaciones y mecanismos de transferencia de calor usados para calcular los coeficientes de película. Ya que, el perfil de temperatura obtenido en este trabajo esta ligeramente por debajo del presentado por el artículo. Por lo tanto es posible que exista una mayor transferencia de calor, lo que provoca que el lugar donde ocurre la

mayor deposición se alcanza más rápido o antes y también origina mayor espesor de parafina.

El modelo (1) toma en cuenta únicamente el mecanismo de difusión molecular el cual solamente considera el transporte de partículas disueltas de parafina del centro del crudo hacía la pared del tubo.

El factor de tendencia a la deposición de parafina ( $f_{dt}$ ) depende fuertemente de la temperatura y composición química del crudo. Generalmente los modelos desarrollados están asociados con el crudo del sitio de estudio. Se sospecha que el contenido de saturados (parafina) del crudo del caso (1) es diferente al del crudo de donde se obtuvo el factor de tendencia a la deposición.

En general el modelo (1) da una buena predicción de la ubicación y formación del espesor de parafina. La tabla 6.2 muestra los resultados obtenidos en este trabajo con el modelo (1) y el modelo (2) y se comparan con los del artículo.

**Tabla 6.2.** Comparación de reducción de diámetros internos. Medidas en pulgadas

Días	d <sub>i</sub> (Artículo)	d <sub>i</sub> Modelo (1) (A.A. Hamouda)	Error % E	d <sub>i</sub> Modelo (2) (J.J.C Hsu)
1	11,35	11,27	0,70	ep>di
2	11,32	11,20	1,06	ep>di
7	11,16	10,95	1,88	ep>di
14	11,0	10,71	2,63	ep>di

La tabla 6.2. muestra que el modelo (2), no logra reproducir los resultados, ya que, la tasa de deposición de parafina es exagerada para cada intervalo de tiempo de estudio y provoca un taponamiento de la tubería antes de llegar al día de operación.

Las posibles causas que esté provocando que el modelo (2) no reproduzca los resultados es la posible “sospecha” de un error en las gráficas de donde se está obteniendo el “Omega ( $\Omega$ )” utilizado en la ecuación propuesta por J.J.C Hsu. El valor del Omega que se obtiene de estas gráficas depende de la velocidad del flujo y la

temperatura del fluido interno, pero arroja valores muy grandes para cada condición. Por lo tanto se utilizará el caso (2) para verificar esta sospecha y este se describe más adelante.

La figura 6.5. muestra, la predicción de la caída de presión en función del tiempo obtenida con el programa desarrollado para el caso (1).

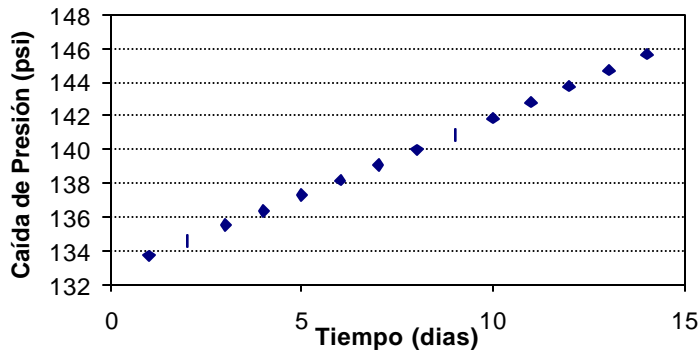


Figura 6.5. Predicción de la caída de presión para la tubería. Caso (1).

De acuerdo a la figura, se observa que a consecuencia de la deposición de parafina, la caída de presión presenta un comportamiento lineal y predice a los 14 días de operación, una caída de presión de 145,67 psi, que representa un 8,2% de aumento con respecto al día 1. Este incremento de presión se debe a la reducción del área efectiva de la tubería y se traduce en pérdida de rendimiento del sistema.

**Caso (2):**

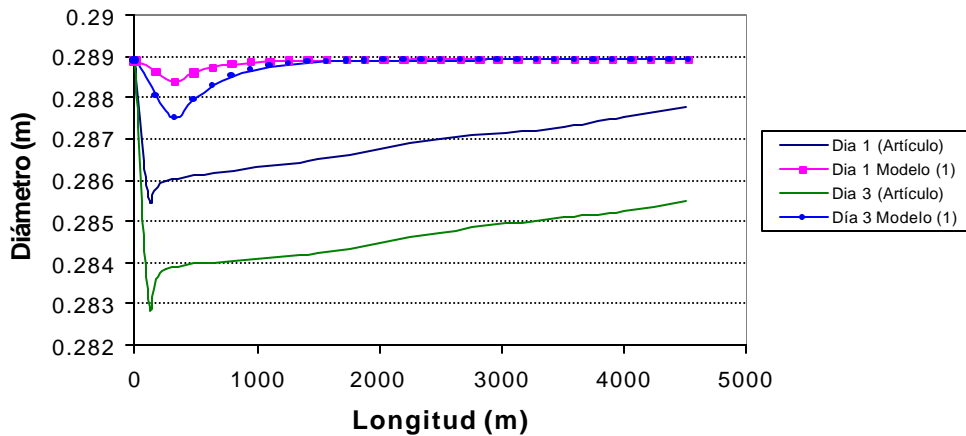
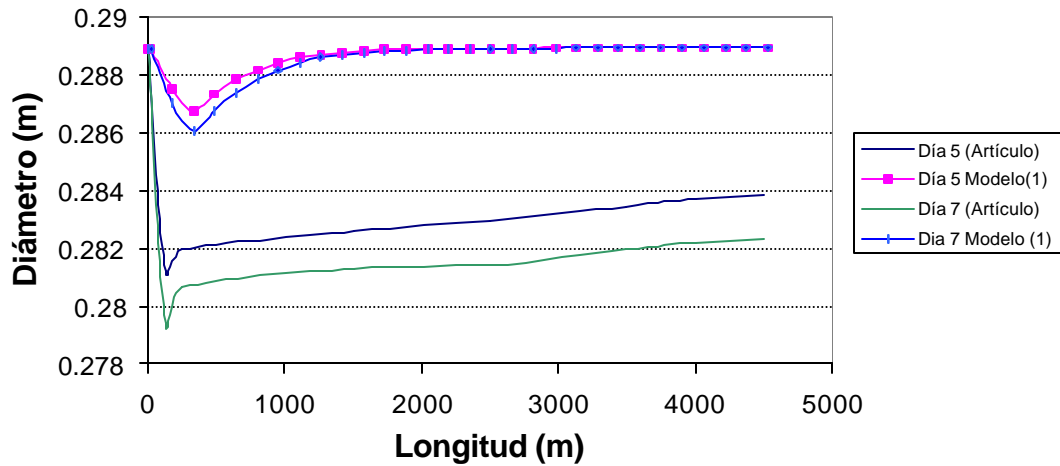


Figura 6.6. Reducción del diámetro interno. Comparación. Días 1-3.



**Figura 6.7.** Reducción del diámetro interno. Comparación. Días 5-7.

Las figuras 6.6. y 6.7. muestran, comparación de la tasa de reducción del diámetro interno obtenida con el modelo (1) para el caso (2); se observa una similitud en el comportamiento de las curvas. También se evidencia, un comportamiento diferente luego que pasa la zona de máxima deposición. Después que pasa ese tramo, a medida que la longitud de la tubería se incrementa la deposición tiende rápidamente a cero, pero en el presentado en el artículo, la deposición continua a lo largo de toda la tubería.

Esta diferencia se debe en parte a que el modelo (1) considera únicamente el mecanismo de difusión molecular y desprecia los otros mecanismos de deposición. El artículo, considera la difusión molecular como mecanismo dominante pero también toma en cuenta la dispersión cortante y por tanto el comportamiento de las curvas es diferente. El mecanismo de dispersión cortante es importante cuando existe altas concentraciones de partículas precipitadas y generalmente se presenta luego que pasa la zona de mayor deposición.

En general, el modelo (1) da una buena predicción del comportamiento de la deposición con respecto al tiempo.



En la siguiente tabla se presenta los resultados obtenidos con el modelo (2).

**Tabla 6.3.** Comparación de reducción de diámetros internos. Medidas en pulgadas

Días	$d_i$ (Artículo)	$d_i$ Modelo (1) A.A. Hamouda,	$d_i$ Modelo (2) J.J.C. Hsu
1	11,25	11,35	ep>di
3	11,13	11,31	ep>di
5	11,06	11,28	ep>di
7	11	11,25	ep>di

El modelo (2) no logra reproducir nuevamente los resultados y por lo ya comentado en el caso (1), se sospecha que se debe al término “Omega” usado en la ecuación.

Como se conocen los resultados de la línea (Caso 2) de transporte de crudo, obtenidos del artículo, se realizará un cálculo a la inversa con el objetivo de determinar el Omega ( $\Omega$ ), conocido ya, el espesor formado para siete (7) días de operación .

#### **Cálculo del Omega ( $\Omega$ ):**

Conocido el espesor formado para siete días de operación, sí:

$$d_i = 11,375 \text{ pulgadas} \quad y$$

$$d_p = 11 \text{ pulgadas}$$

$$\text{entonces } \dot{y} = \frac{0,375}{2} \cdot \frac{\text{pulg}}{7 \text{ dias}} = 2,67 \times 10^{-2} \cdot \frac{\text{pulg}}{\text{dia}} = 7,849 \times 10^{-9} \frac{m}{s} = 2,57 \times 10^{-8} \frac{ft}{s}$$

Donde lo calculado arriba representa la tasa de deposición promedio por día para estas condiciones de operación.

Calculando la velocidad del fluido, sí por definición:

$$Q = V \cdot A_p \Rightarrow V = \frac{Q}{A_p}$$

Donde  $Q_o$  representa el caudal de crudo que pasa por la tubería:

$$Q_o = 60000 \cdot bbl/d = 0,1104 \cdot \frac{m^3}{s}$$

$$V = \frac{Q_o}{A_p} = \frac{0,1104 \cdot \frac{m^3}{s}}{\mathbf{p} \frac{(dp)^2}{4}} = 1,80 \cdot \frac{m}{s} = 5,90 \cdot \frac{ft}{s}$$

Si la ecuación que calcula la tasa de deposición de parafina para el modelo (2), propuesto por J.J.C. Hsu (1995) es:

$$\frac{dy}{dt} = (VD)\Omega \frac{dT}{dL} \Rightarrow \text{despejando Omega se obtiene :}$$

$$\Rightarrow \Omega = \frac{\frac{dy}{dt}}{(VD) \frac{dT}{dL}}$$

Tomando un  $(dT/dL)$  de aproximado  $9,143 \times 10^{-4}$  F/ft y sustituyendo tenemos el siguiente valor de Omega:

$$\Omega = \frac{2,57 \times 10^{-8} \cdot \frac{ft}{s}}{(5,90 \cdot \frac{ft}{s})(0,91666 ft)(9,143 \times 10^{-4} \cdot \frac{F}{ft})} = 5,197 \times 10^{-6} \cdot \frac{1}{F}$$

De acuerdo a este resultado se puede observar, que para conseguir una reducción del diámetro interno de 11,375 a 11 pulgadas (0,2889 a 0,2794 metros), los valores de Omega que deberían conseguirse en la gráfica utilizada del artículo debe estar en el orden de “ $\mathbf{x10^{-6}}$ ”, y no  $\mathbf{x10^{-3}}$  como los presentados allí.

En vista del resultado conseguido en el cálculo a la inversa del “Omega” se colocó en el modelo (2) un factor de  $\mathbf{x10^{-3}}$  que multiplica al “Omega” y se obtuvo los siguientes resultados para el caso (2):

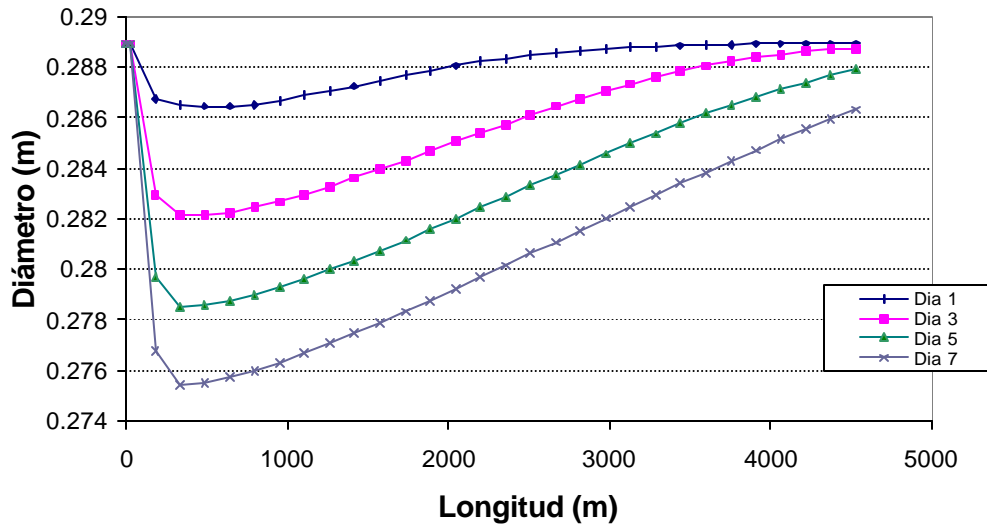


Figura 6.8. Reducción del diámetro interno. Modelo (2)

La figura 6.8 muestra que una vez colocado el factor de corrección, el modelo (2) logra reproducir los resultados o se observa una similitud en el comportamiento de las curvas con respecto a las del artículo.

Las figuras 6.9 y 6.10 muestran los resultados obtenidos con el modelo (2) comparados con los del artículo.

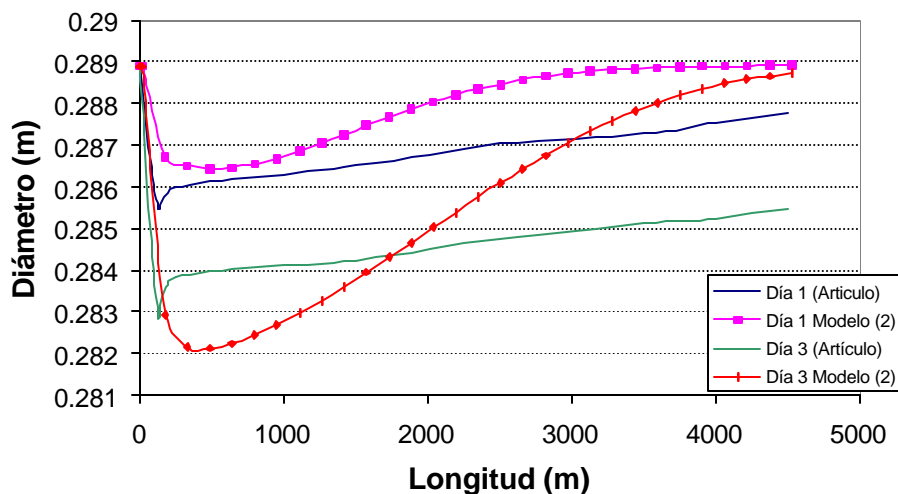


Figura 6.9 Reducción del diámetro interno. Días 1-3. Modelo (2)

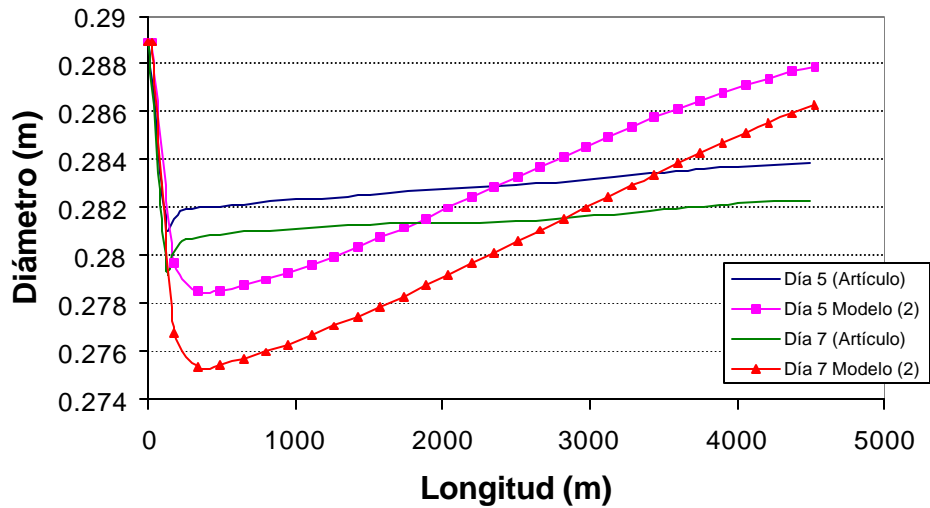


Figura 6.10 Reducción del diámetro interno. Días 5-7. Modelo (2)

El modelo (2) a diferencia del modelo (1), si considera el mecanismo de dispersión de corte por lo cual logra una mejor predicción en los resultados en la zona después de que ocurre la máxima deposición.

El término “Omega”, que se obtiene de forma experimental, considera en su deducción los mecanismos de difusión molecular y dispersión de corte.

En las figuras 6.9. y 6.10. se observa, que las curvas obtenidas con el modelo (2), a pesar de colocar el factor de corrección, presenta diferencias que se debe en parte, que la gráfica de Omega seleccionada para predecir el comportamiento de la deposición esta realizada para un crudo que, se sospecha, debe tener un contenido de parafina diferente a la del crudo en estudio (Caso 2).

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos con los modelos (1) y (2) comparados con el conseguido en el artículo.

**Tabla 6.4.** Reducción del diámetro interno. Comparación. Modelo (2) corregido.

Días	$\bar{d}_i$ (Artículo)	$\bar{d}_i$ Modelo (1) A.A. Hamouda,	Error E%	$\bar{d}_i$ Modelo (2) J.J.C. Hsu	Erro E%
1	11,25	11,35	-0,88	11,27	-0,17
3	11,13	11,31	-1,61	11,10	0,27
5	11,06	11,28	-1,98	10,96	0,90
7	11	11,25	-2,27	10,84	1,45

**Caso (3):**

Para el caso (3) se estudió la deposición para 1000 días de operación de la línea de producción, donde, según los registros del artículo, se obtuvo un espesor máximo de 26 mm (1 pulgada), la predicción que arrojó el programa desarrollado con el modelo (1) fue de 23,62 mm (0,93 pulgadas), lo cual se considera una buena predicción, pero en este caso subestima el valor.

**Observación. Caso (2) y Caso (3):**

Los resultados obtenidos en el caso (2) y en el caso (3) con el modelo (1) son aceptables, pero, se produce una divergencia con respecto a los resultados arrojados en el caso (1). Ya que, en estos casos, el modelo (1) subestima el valor a pesar que los perfiles de temperatura obtenidos en este trabajo están por debajo de los propuestos en los artículos y por ende debería provocar mayor deposición. Por lo tanto, esta diferencia se debe al factor de tendencia a la deposición de parafina ( $f_{dt}$ ) que como ya se mencionó anteriormente, este depende de la composición química del crudo y la temperatura del fluido interno de la tubería. En vista de esto se sospecha que la composición química del crudo de donde se obtuvo este factor debe ser diferente a la de los crudos en estudio (Caso 2 y Caso 3) y por lo tanto origina esta diferencia en los resultados.

---

## CAPÍTULO VII

### CONCLUSIONES

- 1) Se desarrolló un modelo que permite calcular el perfil de temperatura, el perfil de presión y la tasa de deposición de parafina para una mezcla crudo-agua-gas y para flujo monofásico.
- 2) El perfil de temperatura a lo largo de la tubería es un parámetro importante para una buena precisión en los resultados con el modelo de deposición de parafina.
- 3) La deposición de parafina puede ser particularmente pronunciada con altas tasas de enfriamiento, típico de las tuberías sumergidas.
- 4) El modelo hace uso de el “Factor de tendencia a la Deposición de Parafina ( $f_{dt}$ )” para eliminar la necesidad de calcular el gradiente de concentración y la fracción en peso de parafina en el depósito total.
- 5) Un análisis del comportamiento del espesor de parafina con respecto al tiempo a lo largo de la tubería, permite tomar acciones preventivas que pudiesen inhibir o evitar los severos problemas de precipitación de parafina.
- 6) Los diferentes perfiles de diámetros interno para cada caso estudiado permite concluir que la mayor deposición ocurre un instante después que el fluido pasa la temperatura de punto de nube y que luego esta va disminuyendo conforme la temperatura del fluido interno se iguala a la del ambiente.
- 7) La presencia de parafina en el crudo lleva a la formación de depósitos en las paredes de la tubería y trae como consecuencia un significativo incremento en la caída de presión debido a que aumenta la rugosidad en las paredes de la misma.
- 8) Las condiciones de operación en la línea son tan importantes como la composición química del crudo en la predicción de problemas de deposición de parafina.

9) Los mecanismos más importantes en la deposición de parafina son la difusión molecular (transporte de partículas disueltas) y la dispersión cortante (transporte de partículas precipitadas).

10) El efecto de aislamiento que causa los depósitos de parafina y la disminución del diámetro interno de la tubería se acentúan con el tiempo.

## RECOMENDACIONES

Es importante que los modelos que calculan la tasa de deposición de parafina, tomen en cuenta otros mecanismos de deposición como la dispersión cortante para obtener una mejor predicción en los resultados.

Ampliar la versatilidad del modelo considerando valores de factor de tendencia a la deposición ( $f_{dt}$ ) y Omegas ( $\Omega$ ) correspondientes a los crudos en estudio y adaptarlos a las condiciones de operación.

Se recomienda desarrollar un modelo mecanístico que incluya los efectos de patrones de flujo y tasa de deposición basado en el equilibrio de fases.



---

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Addison, G.E., **Paraffin Control More Cost-Effective**. SPE 13391, Octubre, (1984), SPE Eastern Regional Meeting – Charleston, West Virginia, pp. 203-208.
- Beggs, H.D. y Brill, J.P., **Two Phase Flow**. Sexta Edición, Diciembre, (1988).
- Beggs, H.D. y Brill, J.P., **A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes**. Journal Petroleum Technology, Mayo, (1973), pp.607-617.
- Bern, A. y Withers, R., **Wax Deposition in Crude Oil Pipelines**. EUR 206, Octubre, (1980), European Offshore Petroleum Conference and Exhibition, Vol. 206, pp. 571-578.
- Brown, T.S., Niesen, V.G. y Erickson, D.D., **Measurement and Prediction of the Kinetics of Paraffin Deposition**. SPE 26548, Octubre, (1993), 68<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition – Houston, Texas, pp. 933-948.
- Burger, E.D., Perkins, T.K. y Striegler, J.H., **Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska pipeline**, Junio, (1980), Journal Petroleum Technology, Vol. 33, pp. 1075-1086.
- Carnahan, F., **Paraffin Deposition in Petroleum Production**. SPE 19895, Octubre, (1989), Journal Petroleum Technology, pp. 1024-1026.
- Chung, Ting-Horng, **Thermodynamic Modeling for Organic Solid Precipitation**. SPE 24951, Octubre, (1992), 67<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers – Washington, DC, pp. 869-878.
- Elphinstone, G.M., Greenhill, K.L. y Hsu, J.J.C., **Modeling of Multiphase Wax Deposition**. Junio, (1999), Journal of Energy Resources Technology, pp. 81-85.
- Elsharkawy, A., Al-Sahhaf, T., Fahim, M. y Al-Zabbai, W., **Determination and Prediction of Wax Deposition from Kuwaiti Crude Oils**. SPE 54006, Abril,

(1999), Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference - Caracas, Venezuela.

Hamouda, A.A. y Davidsen, S., **An Approach for Simulation of Paraffin Deposition in Pipelines as a Function of Flow Characteristics with a Reference to Teesside Oil Pipeline**. SPE 28996, Febrero, (1995), International symposium on Oilfield Chemistry – San Antonio, Texas, pp. 213-224.

Hamouda, A.A. y Ravnøy, J.M., **Prediction of Wax Deposition in Pipelines and Field Experience on the Influence of Wax on Drag-Reducer Performance**. OTC 7060, Mayo, (1992), pp. 669-679.

Hamouda, A.A. y Viken, B.K., **Wax Deposition Mechanism Under High-Pressure and in Presence of Light Hydrocarbons**. SPE 25189, Marzo, (1993), International Symposium on Oilfield Chemistry – New Orleans, Louisiana, pp. 385-396.

Houchin, L.R. y Hudson, L.M., **The Prediction, Evaluation and Treatment of Formation Damage Caused by Organic Deposition**. SPE 14818, Febrero, (1986), Seventh SPE Symposium on Damage Control of the Society of Petroleum Engineers – Lafayette, LA, pp. 83-90.

Hsu, J.J.C. y Brubaker, J.P., **Wax Deposition Measurement and Scale-Up Modeling for Waxy Live Crudes under Turbulent Flow Conditions**. SPE 29976, Noviembre, (1995), International Meeting on Petroleum Engineering - Beijing, pp. 241- 250.

Hsu, J.J.C., Lian, S.J., Liu, M. y Guo, C.Z., **Validation of Wax Deposition Model by a Field Test**. SPE 48867, Noviembre, (1998), International Conference and Exhibition – Beijing, China, pp. 371-381.

Hsu, J.J.C., Santamaría, M.M. y Brubaker, J.P., **Wax Deposition of Waxy Live Crudes Under Turbulent Flow Conditions**. SPE 28480, Septiembre, (1994),

---

69<sup>th</sup> Annular Technical Conference and Exhibition – New Orleans, Louisiana, pp. 179-192.

Incropera, I. y De Witt, D., **Fundamentos de Transferencia de Calor**. John and Wiley and Sons, Inc, (1981).

Karlekar, B.V. y Desmond, R.M., **Transferencia de Calor**. Mc Graw Hill, 2<sup>da</sup> edición, (1985), México.

Keating, J.F. y Wattenbarger, R.A., **The Simulation of Paraffin Deposition and Removal in Wellbores**. SPE 27871, Marzo 1994, Western Regional Meeting – Long Beach, California, pp. 227-235.

Khalil, Carlos N., **Desparafinación de Oleoductos Marinos**. Septiembre/ Octubre, (1996), *Petróleo Internacional*, pp. 42-44.

Khan, S.A., **Viscosity Correlations for Saudi Arabian Crude Oils**. SPE 15720, (1987).

Majeed, A., Bringedal B. y Overa, S., **Model Calculates Wax Deposition for North Sea Oils**. Junio, (1990), *Oil and Gas Journal*, Vol.88, pp. 63-69.

Misra, S., Baruah, S. y Singh, K., **Paraffin Problems in Crude Oil Production and Transportation: A Review**. SPE 28181, Septiembre, (1994), *SPE Production and Facilities*, pp. 50-53.

Monger-Mcclure, T.G., Tackett, J.E. y Merrill, L.S., **Measurement and Paraffin Prediction Methods**. Febrero, (1999), *SPE Production and Facilities*, pp. 4-16.

Rai, R., Sarkar, B. y Dalal, V., **Multiphase Transportation of High Waxy Crudes**. SPE 27061, Abril, (1994), *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference – Buenos Aires, Argentina*, pp. 937-943.

- 
- Shock, D.A., Sudbury, J.D. y Crockett, J.J., **Studies of The Mechanism of Paraffin Deposition and Its Control**. SPE 384-G, Octubre, (1954), The Fall Meeting of the Petroleum Branch – San Antonio, Texas.
- Svendsen, John A., **Mathematical Modeling of Wax Deposition in Oil Pipeline Systems**. Agosto, (1993), AIChE Journal, pp. 1377-1388.
- Tarek, A., **Hydrocarbon Phase Behavior**. Gulf Publishing Company, USA, (1989).
- Urrieta, L. y Iriarte, G., **Estudios Sobre Deposición de Parafinas**. Tesis, (1969), Maracaibo.
- Vázquez, M. y Beggs, H.D., **Correlations for Fluid Physical Property Prediction**. Journal Petroleum Technology, Junio, (1980), pp. 968-970.
- Weingarten, J.S. y Euchner, J.A., **Methods for Predicting Wax Precipitation and Deposition**. SPE 15654, Octubre, (1986), 61<sup>st</sup> Annual Technical Conference and Exhibition – New Orleans, Louisiana.
- Wigen, V., **Secondary Recovery of Oil in the United State**. API, (1950), p. 127.