

**IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO FENOMENOLÓGICO PARA LA
PREDICCIÓN DE DEPÓSITOS DE PARAFINAS EN EL CAMPO ESCUELA
COLORADO**

DIEGO FERNANDO BAUTISTA PARADA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2014

**IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO FENOMENOLÓGICO PARA LA
PREDICCIÓN DE DEPÓSITOS DE PARAFINAS EN EL CAMPO ESCUELA
COLORADO**

DIEGO FERNANDO BAUTISTA PARADA

**Trabajo de grado para optar al título de
Magíster en Ingeniería Química**

Director

Prof. Arlex Chaves Guerrero. Ph. D.

Codirectores

Prof. David Alfredo Fuentes Díaz. Ph. D.

Prof. Maria Paola Maradei García. Ph. D.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

A la memoria de mis muertos.

“Disfruta el camino que es eterno y no la meta que es fugaz”

AGRADECIMIENTOS

A los profesores Arlex Chaves, David Fuentes y María Paola Maradei por su apoyo y haberme permitido alcanzar esta meta.

Al profesor Emiliano Ariza por su asesoría y consejos durante el desarrollo de este trabajo los cuales me facilitaron el camino en hacia este objetivo.

Al Campo Escuela Colorado por hacer posible la realización de este proyecto

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
1 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	20
1.1 PROBLEMÁTICA.....	20
1.2 CONCEPTOS RELACIONADOS CON LAS PARAFINAS.....	21
1.3 MODELOS DE DEPOSICIÓN.....	21
1.4 MECANISMO DE DEPOSICIÓN.....	24
1.5 DESARROLLO MATEMÁTICO DEL MODELO PROPUESTO POR LEE (2007)	27
1.5.1 Transferencia de Masa y Energía en el Fluido	27
1.5.2 Balance de Masa en el Depósito	29
1.5.3 Balance de Masa en la Interfase Fluido Depósito.....	30
1.6 VALIDACION DE LOS MODELOS REALIZADA EN LA U. DE MICHIGAN	31
1.6.1 Equipo de Recirculación.....	31
1.6.2 Efecto de la Temperatura de la Pared	32
1.6.3 Efecto de la Tasa de Flujo.....	35
1.7 DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA DE APARICIÓN DE LAS PARAFINAS	37
1.7.1 Técnica	38
1.7.2 Curva de Solubilidad	39
2 METODOLOGÍA	40
2.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y SELECCIÓN DEL MODELO.....	40
2.2 DEDUCCIÓN DEL MODELO A IMPLEMENTAR	40
2.3 IMPLEMENTACIÓN NUMÉRICA Y VALIDACIÓN DEL MODELO	41
2.4 VALIDACIÓN DEL MODELO IMPLEMENTADO.....	41
2.5 DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE SOLUBILIDAD DE PARAFINAS	43
2.6 ANÁLISIS DE LA CONDICIÓN DE FRONTERA EN LA PARED DEL TUBO SOBRE LA FORMACIÓN DEL DEPÓSITO.....	43

2.7	APLICACIÓN DEL MODELO AL CAMPO COLORADO.....	45
3	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	48
3.1	DEDUCCIÓN DEL MODELO A IMPLEMENTAR	48
3.1.1	Balance de Energía en el Fluido.....	48
3.1.2	Balance de Masa en el Fluido	50
3.1.3	Balance de Masa en la Interfase	50
3.1.4	Balance de Masa en el Depósito (Gel)	52
3.2	FORMULACIÓN MATEMÁTICA MÉTODO VOLÚMENES FINITOS.....	53
3.2.1	Discretización en Volúmenes Finitos	55
3.2.2	Dominio Densificado	59
3.3	DISCRETIZACIÓN BALANCES DE MASA EN LA INTERFASE Y EN EL DEPÓSITO.....	62
3.4	ALGORITMO DE SOLUCIÓN.....	64
3.5	VALIDACIÓN DEL MODELO IMPLEMENTADO.....	66
3.6	ANÁLISIS DE LA CONDICIÓN DE FRONTERA EN LA PARED DEL TUBO SOBRE LA FORMACIÓN DEL DEPÓSITO.....	71
3.7	IMPLEMENTACIÓN CAMPO COLORADO.....	78
3.7.1	Pozo Colorado 40.....	79
3.7.2	Resultados y Análisis Pozo C40.....	82
3.7.3	Pozo Colorado 25.....	85
3.7.4	Resultados y Análisis Pozo C25.....	88
4.	CONCLUSIONES.....	91
5.	RECOMENDACIONES.....	93
	BIBLIOGRAFÍA.....	94
	ANEXOS.....	100

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mecanismo de deposición propuesto por Singh <i>et al.</i> (2000). Donde R es el radio del tubo, $r_i(t)$ es la distancia desde el centro de la tubería hasta la interfase y δ es el espesor del depósito y es dependiente del tiempo y la posición de la interfase depósito fluido.	25
Figura 2. Esquema del mecanismo de deposición, junto con los perfiles de temperatura y concentración que se obtendrían con el modelo de Lee (2007).	28
Figura 3. Equipo de recirculación utilizado por Singh <i>et al.</i> (2000, 2001) y Lee (2007) para validar sus modelos de deposición de parafinas.	32
Figura 4. Efecto de la temperatura de la pared (T_a) sobre el espesor y el contenido de cera del depósito (Singh <i>et al.</i> 2000).	33
Figura 5. a) Curva de solubilidad, b) distribución del contenido parafínico y c) y efecto de la temperatura del bulk para un crudo específico (Huang <i>et al.</i> 2011).	34
Figura 6. a) Curva de solubilidad, b) distribución del contenido parafínico y c) y efecto de la temperatura del bulk para un crudo específico (Huang <i>et al.</i> 2011).	35
Figura 7. Efecto de la tasa de flujo (Q) sobre la tasa de deposición de cera (Singh <i>et al.</i> 2000).	36
Figura 8. Efecto de la tasa de flujo sobre la tasa de deposición de parafina (Huang <i>et al.</i> 2012).	37
Figura 9. Termograma característico de una muestra de crudo (Fuente: Autor). .	39
Figura 10. Curva de solubilidad del crudo sintético utilizado en la experimentación por Singh <i>et al.</i> (2000).	42
Figura 11. Casos de transporte de crudo a) caso reproducido experimentalmente por Singh <i>et al.</i> (2000) en el cual se asume que la temperatura de pared de la	

tubería se mantiene constante; b) condición de frontera de la pared para el caso de producción de petróleo costa afuera y c) caso de explotación de petróleo para pozos ubicados en el continente, (Campo Colorado).	44
Figura 12. a) Volumen diferencial en coordenadas cilíndricas b) Distribución de los nodos en una malla centrada y sus vecinos para un sistema de coordenadas cilíndrico (r, θ, z).	57
Figura 13. Discretización con volúmenes iguales y volúmenes densificados a la entrada de la tubería y la pared.	60
Figura 14. Solución del balance de energía para un fluido que fluye por una geometría cilíndrica considerando (a) un valor de temperatura constante y (b) un perfil de temperatura en la frontera derecha.	61
Figura 15. Perfiles radiales de temperatura a diferentes tasas de flujo en una mismas posición axial.	62
Figura 16. Algoritmo de solución para el modelo de deposición de parafinas.	65
Figura 17. Comparación resultados experimentales reportados por Singh et al., (2000) con el modelo implementado (variación del espesor del depósito).	67
Figura 18. Comparación resultados experimentales reportados por Singh et al. (2000) con el modelo implementado (Fracción de parafina en el depósito). ..	68
Figura 19. Efecto de la tasa de flujo sobre el espesor del depósito. Resultados obtenidos de la implementación del modelo usando datos de Singh et al. (2000).	69
Figura 20. Efecto de la tasa de flujo sobre la fracción de parafina dentro del depósito. Resultados obtenidos de la implementación del modelo usando datos de Singh et al. (2000).	69
Figura 21. Efecto de la temperatura de la pared sobre el espesor del depósito. Resultados obtenidos de la implementación del modelo usando datos de Singh et al. (2000).	70
Figura 22. Efecto de la temperatura de pared sobre la fracción de parafina dentro del depósito. Resultados obtenidos de la implementación del modelo usando datos de Singh et al. (2000).	71

Figura 23. Espesor del depósito para el caso de temperatura constante en la pared.	72
Figura 24. Espesor del depósito para el caso de perfil de temperatura ascendente.	72
Figura 25. Diferencia de temperatura entre el bulk y la pared para el caso de temperatura constante en la pared.	73
Figura 26. Diferencia de temperatura entre el bulk y la pared para el caso de perfil de temperatura ascendente.	73
Figura 27. Espesor del depósito para el caso perfil de temperatura descendente.	75
Figura 28. Diferencia de temperatura entre el bulk y la pared para el caso de perfil de temperatura descendente.	75
Figura 29. Distintos espesores de depósito para distintas condiciones de frontera en la pared de la tubería.	77
Figura 30. Curva de solubilidad de un crudo proveniente del pozo C40.	82
Figura 31. Espesores de depósito para cada uno de los casos propuestos para el pozo C40 después de 30 días.	83
Figura 32. Contenido de parafina de los depósitos para cada uno de los casos propuestos para el pozo C40 después de 30 días.	84
Figura 33. Curva de solubilidad de un crudo proveniente del pozo C25.	87
Figura 34. Espesores de depósito para cada uno de los casos propuestos para el pozo C25 después de 30 días.	88
Figura 35. Contenido de parafina de los depósitos para cada uno de los casos propuestos para el pozo C25 después de 30 días.	89
Figura 36. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 1 en el pozo C40.	100
Figura 37. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 2 en el pozo C40.	100
Figura 38. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 3 en el pozo C40.	101

Figura 39. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 4 en el pozo C40.	101
Figura 40. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 5 en el pozo C40.	102
Figura 41. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 6 en el pozo C40.	102
Figura 42. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 7 en el pozo C40.	103
Figura 43. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 8 en el pozo C40.	103
Figura 44. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 6 en el pozo C40.	104
Figura 45. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 1 en el pozo C40.	105
Figura 46. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 2 en el pozo C40.	105
Figura 47. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 3 en el pozo C40.	106
Figura 48. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 4 en el pozo C40.	106
Figura 49. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 5 en el pozo C40.	107
Figura 50. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 6 en el pozo C40.	107
Figura 51. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 7 en el pozo C40.	108
Figura 52. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 8 en el pozo C40.	108
Figura 53. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 9 en el pozo C40.	109

Figura 54. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 1 en el pozo C25.	110
Figura 55. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 2 en el pozo C25.	110
Figura 56. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 3 en el pozo C25.	111
Figura 57. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 1 en el pozo C25.	112
Figura 58. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 2 en el pozo C25.	112
Figura 59. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 3 en el pozo C25.	112
Figura 60. Termograma de la muestra de crudo proveniente del pozo C25.	114
Figura 61. Termograma de la muestra de crudo proveniente del pozo C25.	114
Figura 62. Termograma de la muestra de crudo proveniente del pozo C40.	115

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Mecanismos de deposición considerado por cada uno de los modelos descritos.	23
Tabla 2. Parámetros operacionales y propiedades físicas del crudo utilizados por Singh <i>et al.</i> , (2000) durante su experimentación.	42
Tabla 3. Velocidades de flujo utilizadas en cada uno de los tres tipos de condición de frontera estudiados.	45
Tabla 4. Características de yacimiento y datos básicos de las arenas B y C.	46
Tabla 5. Condiciones de frontera para los balances de masa y energía en el fluido.	54
Tabla 6. Datos de entrada requeridos para dar solución al modelo de deposición.	66
Tabla 8. Temperaturas medias del municipio de San Vicente de Chucurí (2005).	79
Tabla 9. Propiedades físicas y condiciones de operación del pozo C40.	79
Tabla 10. Producción promedio diaria de crudo por mes para el pozo C40 durante el año 2012.	80
Tabla 11. Casos de estudio para el pozo colorado 40.	81
Tabla 12. Propiedades físicas y condiciones de operación del pozo C25.	85
Tabla 13. Producción promedio diaria de crudo por mes para el pozo C25 durante el año 2012.	86
Tabla 14. Casos de estudio para el pozo C25.	87

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Espesores de depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para cada uno de los casos considerados en el pozo C40.....	100
Anexo B. Contenido de parafina de los depósitos después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para los casos del pozo C40.....	105
Anexo C. Espesores de depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para cada uno de los casos considerados en el pozo C25.....	110
Anexo D. Contenido de parafina de los depósitos después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para los casos del pozo C25.....	112
Anexo E. Termogramas	114

RESUMEN

TITULO: IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO FENOMENOLÓGICO PARA LA PREDICCIÓN DE DEPÓSITOS DE PARAFINAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO *

AUTOR: DIEGO FERNANDO BAUTISTA PARADA **

PALABRAS CLAVE: Deposición de parafinas, Aseguramiento de flujo, CFD.

El principal objetivo de este trabajo, consistió en estudiar el proceso de deposición de parafinas sobre las paredes de las tuberías de producción de crudo y la influencia de parámetros como tasa de flujo y temperatura de la pared de la tubería sobre el espesor de los depósitos. En el estudio se consideró el caso de un crudo liviano con alto contenido parafínico y el análisis se realizó asumiendo condiciones de estado estable en la fase fluida. Se utilizó el método de volúmenes finitos junto con el de diferencias finitas para obtener la solución y esta se implementó numéricamente en lenguaje de programación C++. El modelo se validó a partir de los resultados experimentales reportados por Singh et al., (2000) y una vez validado se utilizó para simular el crecimiento de los depósitos en función de la tasa de flujo y considerando tres condiciones de frontera diferentes en la pared de la tubería. En dos de estas condiciones de frontera se asumieron perfiles de temperatura y en la otra un valor constante de temperatura. Los resultados mostraron que cuando se considera un valor constante de temperatura y un gradiente de temperatura axial con pendiente positiva, el incremento en la tasa de flujo reduce el máximo valor de espesor de depósito pero el depósito se extiende sobre una mayor distancia dentro de la tubería. Y el efecto contrario se observó cuando se consideró la condición de frontera con un gradiente de temperatura axial con pendiente negativa.

*Trabajo de Investigación

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Maestría en Ingeniería Química. Director: Ph.D. Arlex Chaves Guerrero Codirectores: Ph.D. David Alfredo Fuentes Díaz y Ph.D. María Paola Maradei García

ABSTRACT

TITLE: IMPLEMENTATION OF A PHENOMENOLOGICAL MODEL TO PREDICT THE PARAFFIN DEPOSITS IN THE COLORADO FIELD *

AUTHOR: DIEGO FERNANDO BAUTISTA PARADA **

KEYWORDS: Paraffin deposition, Flow Assurance, CFD.

The aim of this work was to study the paraffin deposition process on the internal surface of oil production pipes and the influence of parameters such as the flow rate and wall temperature of the pipe over the deposit thickness for a light crude oil with high paraffinic content. The analysis was done assuming pseudo steady conditions on the fluid phase. The Finite Volume Method and the Finite Difference Method were applied to solve the differential equation system and the solution was implemented numerically by using the language programming C++. The model was validated with the experimental results reported by Singh *et al.*, (2000) and posteriorly used to simulate the growth of the paraffin deposits as a function of the flow rate and considering three different temperature boundary conditions on the pipe wall. Two of which assumed a profile temperature on the boundary and the other a constant value. The results showed that the increase of the flow rate reduces the maximum deposit thickness but it is spread over a longer distance in the pipe when is considered a constant wall temperature or the axial thermal gradient with a positive slope, and the contrary effect when is considered the axial thermal gradient with a negative slope.

*Investigation work

** Faculty of Physicochemical Engineerings. School of Chemical Engineering. Master in Chemical Engineering. Director: Ph.D. Arlex Chaves Guerrero Codirectors: Ph.D. David Alfredo Fuentes Díaz y Ph.D. María Paola Maradei García

INTRODUCCIÓN

El principal problema operativo desde el punto de vista de la producción del Campo Colorado ha sido la deposición de parafinas sobre las tuberías de producción, ocasionando bajas en la producción, bloqueo del flujo y en ocasiones el abandono de los pozos. Este proceso de deposición es causado por la disminución de la temperatura del petróleo crudo por debajo de la temperatura de aparición de las parafinas (*WAT por Wax Appearance Temperature*) conforme este asciende hacia la superficie.

Como consecuencia de esta problemática, se ha estimado una disminución de la productividad de los pozos del Campo Colorado en promedio de un 15% efectivo anual. Actualmente el campo cuenta con 28 pozos activos con una producción promedio de 400 BOPD¹ (diciembre 2012), 17 pozos inactivos y 30 abandonados principalmente debido al taponamiento por parafinas (Informe de gestión-CEC, 2012).

Este problema ha sido contrarrestado aplicando técnicas de remediación y/o preventivas, con el objetivo de remover los depósitos y prevenir la aparición de los mismos, respectivamente. Las técnicas de remediación utilizadas incluyen el uso de raspadores de tubería, tratamiento con fluidos a alta temperatura y dispersantes, mientras los preventivos incluyen, el uso de surfactantes y depresores del punto de fluidez del crudo, e incluso se ha ensayado el uso de campos magnéticos como inhibidores de la precipitación de parafinas (Ecopetrol-ICP, 2003).

No obstante, estas técnicas se han aplicado en el Campo Colorado desconociendo el mecanismo de deposición de las parafinas, agravando en

¹ Barriles de petróleo por día.

ocasiones el problema. Un ejemplo es el caso de la inyección de aceite a alta temperatura en donde el rápido enfriamiento del fluido, facilita la deposición de este sobre los cristales de cera ya depositados incrementando el tamaño del depósito. Por otro lado, cabe resaltar que la implementación de estas técnicas requiere la suspensión de la producción para que sean aplicadas; aumentando así las pérdidas económicas.

En este sentido, la implementación de un modelo que pueda describir la deposición de las parafinas sobre las paredes de las tuberías de extracción, permitiría predecir la localización, tamaño y contenido de cera de los depósitos y de esta manera establecer la frecuencia de utilización de los métodos de prevención o remoción evitando paradas de producción innecesarias.

Por tal motivo este trabajo tuvo como objetivo la selección e implementación de un modelo fenomenológico para describir el mecanismo de deposición de parafinas sobre una tubería de producción de crudo del Campo Colorado. El modelo implementado consideró el perfil de temperatura sobre la pared, como consecuencia del gradiente geotérmico del suelo, hecho que no se ha tenido en cuenta hasta ahora. La solución fue obtenida usando el método de volúmenes finitos y desarrollada en un código computacional escrito en el lenguaje de programación C++.

El modelo implementado permite obtener el espesor del depósito, su ubicación en dirección axial y el contenido de parafina en su interior a partir de las condiciones de operación del pozo y las propiedades del crudo.

1 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

1.1 PROBLEMÁTICA

El crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos como parafinas, aromáticos, naftenos, resinas y asfaltenos. Las parafinas son hidrocarburos de alto peso molecular de cadenas lineales, cíclicas o ramificados (Civan, 2007) con números de carbono típicamente entre C-18 y C-65 (Srivastava *et al.*, 1993) y presentan baja solubilidad en la mayoría de los componentes de la mezcla de crudo a baja temperatura.

Sin embargo a las condiciones del yacimiento, temperaturas entre 70-150°C y presiones entre 3447 kPa (500 psi) y 20684 kPa (3000 psi) (Singh *et al.*, 2000), la solubilidad de estos componentes es suficientemente alta para mantenerlos completamente disueltos en la mezcla y por lo tanto el crudo se comporta como un fluido newtoniano de baja viscosidad. Una vez el crudo asciende hacia la superficie y fluye a través de la tubería, su temperatura disminuye, la parafina precipita y ocurre la formación de los depósitos.

Estos depósitos están formados por cristales de parafinas que promueven la aparición de un gel compuesto por cera y crudo con una morfología compleja. La “gelación” ocurre debido a la floculación de cristales ortorrómbicos de parafinas que aparecen en la solución durante el enfriamiento (Dirand *et al.*, 1998). A partir de observaciones con microscopía de luz polarizada, se encontró que los cristales presentan estructuras de láminas que se solapan y se entrelazan (Holder y Winkler, 1965) y atrapan más del 95% de crudo en su interior (Pedersen *et al.*, 1991). Ronningsen *et al.* (1991) reportó que tan solo la precipitación del 2% de la fracción másica de parafina, es suficiente para formar el gel sobre la pared.

1.2 CONCEPTOS RELACIONADOS CON LAS PARAFINAS

Dos conceptos importantes relacionados con la precipitación de parafinas son: i) la temperatura de aparición de las parafinas (WAT, por sus siglas en inglés) y ii) el punto de fluidez (*"Pour Point"*) o límite de solubilidad. Usualmente, altos valores de WAT y de punto de fluidez indican potenciales problemas de precipitación de parafinas.

El WAT se define como la temperatura a la cual el primer cristal de parafina aparece en una solución durante un proceso de enfriamiento. Cabe resaltar que, este fenómeno de solidificación de parafinas en una mezcla de crudo puede igualmente ser descrito por otras propiedades diferentes al WAT como lo son: el punto de nube (*"Cloud Point"*), el punto de aparición de las parafinas (WAP, por sus siglas en inglés), la temperatura de formación de las parafinas (WFT, por sus siglas en inglés), y la temperatura de precipitación de las parafinas (WPT, por sus siglas en inglés). Sin embargo, todas ellas son igualmente basadas en la medida de temperatura cuando se produce la aparición del primer cristal de parafina y por lo tanto, corresponden finalmente a la medición de la misma propiedad. En consecuencia, para este trabajo solo se usará el término WAT.

Por otra parte, el punto de fluidez corresponde a la temperatura más baja a la cual es posible verter un líquido. Generalmente, su valor es inferior al WAT ya que las parafinas una vez han precipitado se acumulan y alcanzan una temperatura en la cual el fluido ya no puede fluir y corresponde al punto de fluidez. En los crudos, generalmente, el punto de fluidez se incrementa con el alto contenido de parafinas del mismo.

1.3 MODELOS DE DEPOSICIÓN

El objetivo principal de un modelo de deposición de parafinas es calcular el lugar y la velocidad de crecimiento de una capa de parafina en el interior de una tubería

de producción o transporte de crudo. Con tal fin se han planteado teorías que consideran como mecanismos de deposición la difusión molecular, el “shear dispersion”, la difusión browniana, y el asentamiento por gravedad (Burger *et al.*, 1981, Majeed *et al.*, 1990). Adicionalmente, la descripción de este fenómeno debe tener en cuenta la naturaleza termodinámica del problema y el movimiento de la frontera entre la capa de gel y el crudo.

Actualmente existen modelos basados en conceptos estrictamente termodinámicos que permiten describir el equilibrio entre el petróleo y las parafinas a fin de predecir la temperatura de aparición de las ceras y las curvas de solubilidad de las parafinas en el petróleo como los modelos de Coutinho *et al.* (2001) y Coutinho *et al.* (2006) los cuales han mostrado buenos resultados. No obstante, estos modelos no pueden predecir la velocidad de crecimiento de depósito ni su ubicación en la tubería. Otro tipo de modelos son los que consideran el efecto hidrodinámico y de transporte de energía y masa que caracteriza el fenómeno pero cuya desventaja es la de ser de difícil solución ya que los tres fenómenos se dan de manera interdependiente. Svendsen (1993) fue quizá el primer autor que introdujo un modelo matemático para la predicción cuantitativa de la cera depositada en una tubería horizontal. Este modelo usa correlaciones simplificadas para predecir el campo de velocidad y el perfil de temperatura pero falla en asumir que el contenido de cera es constante en la capa del gel; ya que, experimentos han mostrado que el contenido de cera varía significativamente en dirección axial y radial (Singh *et al.*, 2001).

Después de Svendsen (1993) se han presentado otros modelos como el de Rygg, Rydahl y Rønningsen (RRR, 1998) y los modelos desarrollados por las Universidades de Tulsa (modelo Matzain, 2001) y Michigan; cada uno de los cuales combina dos mecanismos diferentes como se puede observar de la Tabla 1, pero que coinciden en incluir el mecanismo de difusión molecular. Esta polémica acerca del mecanismo de deposición fue resuelta por Singh *et al.* (2000) quien

comprobó experimentalmente que el mecanismo dominante y responsable de la deposición es la difusión molecular. Su experimento consistió en pasar un fluido con partículas de cera precipitadas a través de un tubo con una capa de gel depositada sobre la pared de la tubería con temperatura igual a la del fluido. Después de un tiempo no se observó variación en el contenido de parafina ni en el espesor del gel depositado, confirmando que la deposición particulada no afecta el fenómeno y que la difusión molecular es la que gobierna el fenómeno.

Tabla 1. Mecanismos de deposición considerado por cada uno de los modelos descritos.

Modelo de deposición	Mecanismos de deposición
RRR	Difusión molecular Shear dispersion
Matzain	Difusión molecular Shear dispersion
Universidad Michigan	Difusión molecular Aging

Fuente: El autor.

El modelo RRR es un modelo de deposición, de flujo multifásico que predice la deposición de parafinas en pozos de producción y tuberías de transporte de crudo exclusivamente para régimen de flujo turbulento (Hoveden *et al.*, 2004). Este modelo considera la difusión molecular y la “Shear dispersion” como los mecanismos de deposición y requiere de parámetros ajustables como la porosidad y la rugosidad de la capa de gel. Por otro lado, el modelo de Matzain *et al.* (2001), es un modelo cinético semi-empírico desarrollado por la Universidad de Tulsa, que predice el espesor del depósito de parafinas sobre una tubería de producción de crudo, con una precisión aceptable especialmente a altas tasas de flujo. Este modelo, así como el modelo RRR, considera la difusión molecular y “Shear dispersion” como los mecanismos responsables de la deposición (Gjermundsen, 2006). De la misma forma, la Universidad de Michigan en el marco de un proyecto JIP (Joint Industry Project) desarrolló un modelo, el cual puede ser aplicado bajo

condiciones de régimen laminar o turbulento para un flujo monofásico. Este modelo, es el único que considera el cambio de fracción de parafina al interior del depósito y no requiere de parámetros ajustables que dificulten su implementación, más que esto, requiere de las propiedades físicas del crudo y las condiciones de operación del sistema.

De acuerdo con lo anterior se decidió que el modelo a implementar para el caso en estudio corresponde al desarrollado por la Universidad de Michigan, ya que no solo permite obtener el espesor del depósito sino también su contenido de parafina y requiere solo de las condiciones de operación y propiedades del crudo como datos de entrada para la solución. Este modelo es conveniente también ya que las tasas de producción del Campo Colorado son bajas y el régimen de flujo es laminar, y por consiguiente los modelos RRR y Matzain no permitirían su implementación ya que aplican únicamente para régimen de flujo turbulento.

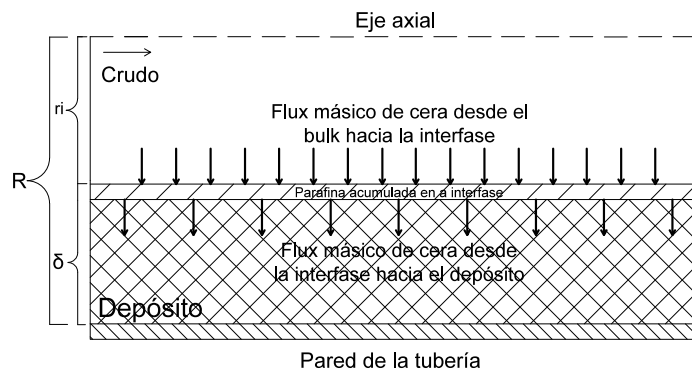
1.4 MECANISMO DE DEPOSICIÓN

El mecanismo de deposición que se describe a continuación fue propuesto por Singh *et al.* (2000) dentro del modelo de la Universidad de Michigan y ha sido aceptado por Huang *et al.* (2011) y Lu *et al.* (2012), entre otros. Este supone que cuando una mezcla de crudo parafínico entra en contacto con una superficie de menor temperatura, la capa de fluido más cercana a la pared pierde calor y la temperatura disminuye rápidamente hasta alcanzar el límite de solubilidad de la mezcla y formar una capa incipiente de gel sobre la superficie fría.

Cuando la geometría es cilíndrica, como en las tuberías de producción de crudo, la diferencia de temperatura entre el fluido ubicado en el centro del tubo y el fluido ubicado cerca de la pared (gradiente de temperatura en dirección radial) da lugar a un gradiente de concentración en la misma dirección, debido a la dependencia de la solubilidad de las parafinas con la temperatura, lo que genera el transporte

difusivo de masa hasta la interfase fluido-gel que allí aparece. Una vez las parafinas son transportadas hasta la interfase, estas se difunden hacia la capa de gel, provocando el cambio de concentración de parafina en el interior del depósito. Sin embargo, no toda la parafina que se transporta hasta la interfase se difunde en el depósito, parte de esta se acumula y permite el crecimiento del depósito, como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Mecanismo de deposición propuesto por Singh *et al.* (2000). Donde R es el radio del tubo, $r_i(t)$ es la distancia desde el centro de la tubería hasta la interfase y δ es el espesor del depósito y es dependiente del tiempo y la posición de la interfase depósito fluido.



Fuente: El autor basado en Singh *et al.* (2000).

Es importante enfatizar que la precipitación de parafinas no implica la deposición de estas; solamente si la precipitación tiene lugar en las cercanías de la pared, se iniciará la deposición y se formará una capa incipiente de gel, de lo contrario las partículas precipitadas fluirán arrastradas por el fluido.

El modelo de la Universidad de Michigan fue desarrollado en dos etapas, la primera etapa fue trabajada por Singh *et al.* (2000, 2001), en esta se construyó un equipo de recirculación de crudo (ver Figura 3) en el cual se llevó a cabo la experimentación que posteriormente dio lugar a la validación del modelo propuesto. Este equipo permite estudiar experimentalmente la formación de la capa de gel y su contenido de parafina, para un crudo que fluye a través de una tubería cilíndrica.

Los modelos de Singh *et al.* (2000, 2001) distinguen dos casos de deposición; uno donde el espesor del depósito es hasta el 20% del radio interno de la tubería (Singh *et al.*, 2000) y considera constante el contenido de cera al interior del depósito, y otro donde el espesor del depósito es hasta el 50% (Singh *et al.*, 2001) y en el cual, el contenido de cera dentro del depósito varía en dirección radial. Posteriormente, Venkatesan *et al.* (2004) mostraron que las correlaciones empíricas empleadas por Singh *et al.* (2000, 2001) para la determinación de los coeficientes de transferencia de energía y masa solamente son válidas para régimen de flujo laminar, puesto que asumen la transferencia de calor independiente de la transferencia de masa.

La segunda etapa del proyecto de la Universidad de Michigan fue desarrollada por Lee (2007) quien retomó el modelo de Singh *et al.* (2000), incluyendo esta vez, el acoplamiento entre los balances de masa y energía en el fluido lo cual requiere de una solución numérica a fin de obtener los perfiles de temperatura y concentración. De esta manera, se evitó el uso de las correlaciones empíricas y se logró que el modelo no solo pueda ser aplicado en condiciones de régimen laminar sino también turbulento. Este modelo se basa en la formulación de balances de masa y energía sobre elementos diferenciales de fluido y gel; y al igual que el anterior modelo se validó experimentalmente a escala laboratorio y piloto, por lo tanto se hace conveniente su descripción para el presente estudio.

Por todo lo mencionado anteriormente, el modelo de Singh *et al.* (2000) junto con la mejora propuesta por Lee (2007) es la solución más atractiva para su estudio e implementación en este trabajo ya que se ha observado que es el más riguroso al momento de proponer las ecuaciones que describen el fenómeno de deposición de las parafinas por considerar las interacciones entre el fluido y el depósito.

Cabe resaltar que los modelos desarrollados en la Universidad de Michigan (Singh *et al.* (2000) y Lee (2007)) consideran la aproximación del estado

pseudoestacionario dado que solo consideran la variación en el tiempo de la concentración y la temperatura en el gel (depósito) y no en la fase fluida. Finalmente el parámetro más importante que se obtiene al dar solución a estos modelos son tanto el espesor del depósito como la fracción de parafina al interior del mismo, el cual es un parámetro crucial que fija el esfuerzo requerido para remover el depósito.

1.5 DESARROLLO MATEMÁTICO DEL MODELO PROPUESTO POR LEE (2007)

Como se mencionó anteriormente, Lee (2007) propuso un modelo en el cual no utiliza correlaciones empíricas para evaluar la transferencia de masa y energía en el fluido. Por el contrario, resuelve las ecuaciones de transferencia de masa y energía considerando la convección axial y la difusión radial, para determinar los perfiles de concentración y temperatura en el fluido. A partir de estos perfiles, plantea un balance de masa en la interfase fluido-depósito, para calcular el espesor del depósito y la fracción de cera en su interior, usando la difusión molecular como el mecanismo que gobierna el fenómeno de deposición.

1.5.1 Transferencia de Masa y Energía en el Fluido

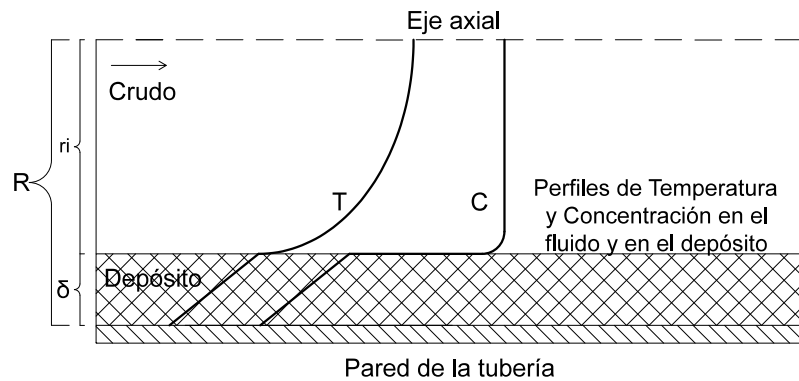
Para evaluar la transferencia de energía (Ec. 1) y masa (Ec. 2) en el fluido se plantean los balances diferenciales, considerando únicamente la convección en dirección axial y la conducción radial, es decir asumiendo valores altos del número de Péclet tanto para transferencia de masa como de energía ($Pe \gg 1$).

$$v_z \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \alpha_T \frac{\partial T}{\partial r} \right) \quad (1)$$

$$v_z \frac{\partial C}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r D_{wo} \frac{\partial C}{\partial r} \right) - k_r (C - C_{ws}(T)) \quad (2)$$

Donde α_T es la difusividad térmica del crudo y D_{wo} es el coeficiente de difusión de las parafinas en el crudo. El segundo término del lado derecho de la Ec. 2 tiene en cuenta la velocidad a la cual las parafinas se precipitan en el fluido suponiendo que dicho proceso sigue una cinética de primer orden. C_{ws} representa el valor máximo de la concentración de cera (solubilidad) en el fluido a una temperatura determinada y k_r es una constante que cuantifica la velocidad a la cual se da el proceso de precipitación de cera en el fluido. En la Figura 2 se observa un esquema de los perfiles de concentración y temperatura que se obtienen al dar solución a las Ecs. 1 y 2 en el fluido.

Figura 2. Esquema del mecanismo de deposición, junto con los perfiles de temperatura y concentración que se obtendrían con el modelo de Lee (2007).



Fuente: El autor basado en Lee (2007).

Las condiciones de frontera para el balance de energía son las siguientes:

$$T(r, z = 0) = T_{in}; \quad \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=0} = 0; \quad T(r = r_i, z) = T_i \quad (3)$$

Donde el subíndice in corresponde a las condiciones a la entrada de la tubería, i a las de la interfase y w a las de la pared del tubo.

Mientras las condiciones de frontera para el balance de masa son las siguientes:

$$C(r, z = 0) = C_{in}; \quad \left. \frac{\partial C}{\partial r} \right|_{r=0} = 0; \quad C(r = r_i, z) = C_{ws}(T_i); \quad \text{entre } r_i \leq r \leq R \quad (4)$$

Una vez se han obtenido los perfiles de temperatura y concentración es posible calcular el número de Sherwood, el cual es la forma adimensional del coeficiente de transferencia de masa (k_l) necesario para cuantificar el flux de parafina que se transporta desde el centro de la tubería hasta la interfase fluido-gel.

1.5.2 Balance de Masa en el Depósito

La difusión molecular es el mecanismo que gobierna el fenómeno de deposición, por lo tanto, el transporte de masa dentro del depósito contribuye al incremento de la fracción de parafina y al incremento del espesor del depósito. El gradiente de temperatura radial del crudo dentro de la tubería da lugar a un gradiente de concentración radial de parafina debido a la dependencia de la solubilidad de estas con la temperatura. Este último, genera un flujo en dirección radial de moléculas de parafina que se transportan hacia la pared del tubo. Este flux es determinado por la magnitud de la diferencia de concentración entre el centro de la tubería y la interfase fluido-gel. Basado en este razonamiento, Singh *et al.* (2000) plantearon el siguiente balance de masa para la parafina en el depósito (Ec. 5):

Tasa de cambio de cera en el depósito

= Flux radial difusivo de moléculas desde el bulk hacia la interfase

$$\pi \rho_{gel} (R^2 - r_i^2) L \frac{dF_w}{dt} = 2\pi r_i L \left(-D_e \left. \frac{dC_{ws}}{dr} \right|_i \right) \quad (5)$$

Donde R es el radio interno de la tubería, r la coordenada radial, r_i la posición de la interfase fluido-depósito y depende del tiempo, F_w la fracción másica de cera en el gel, L la longitud de la tubería, ρ_{gel} densidad del depósito de cera, D_e es la

difusividad efectiva de las parafinas en el depósito y C_{ws} la solubilidad de las parafinas en el crudo evaluada a la temperatura de la interfase.

1.5.3 Balance de Masa en la Interfase Fluido Depósito

El gradiente de temperatura a través de la capa de gel genera el gradiente de concentración que impulsa el transporte difusivo de moléculas de parafina al interior del depósito. Por lo tanto, la velocidad de crecimiento del depósito será la diferencia entre el flux radial de moléculas de parafina que se transportan desde el centro de la tubería hacia la interfase y el flux difusivo dentro del gel (Ec. 6):

Tasa de crecimiento del depósito

= Flux radial difusivo de moléculas de cera desde el bulk hacia la interfase

– Flux difusivo dentro del gel desde la interfase

$$-2\pi r_i F_w(t) \rho_{gel} \frac{dr_i}{dt} = 2\pi r_i k_l [C_{wb} - C_{ws}(T_i)] - 2\pi r_i \left(-D_e \frac{dC_{ws}}{dr} \Big|_i \right) \quad (6)$$

Donde k_l es el coeficiente de transferencia de masa y C_{wb} , la concentración de parafinas en el centro de la tubería. El caso estudiado por *Singh et al.* (2000) considera el término C_{wb} igual a la concentración inicial de parafinas puesto que se aplica sobre una tubería de pequeña longitud, sin embargo, para grandes longitudes esta aproximación no aplica y debe ser tomada en cuenta la aproximación dada por Deen W (1998).

En la Ec. 6, la difusividad efectiva de las moléculas de cera dentro del depósito es definida en función de la porosidad del gel α , la cual varía linealmente en función del contenido de cera del gel. La Ec. 7 (Cussler *et al.*, 1988) se usa para estimar el valor de la difusividad efectiva.

$$D_e = \frac{D_{wo}}{1 + \alpha^2 F_w^2 / (1 - F_w)} \quad (7)$$

1.6 VALIDACION DE LOS MODELOS REALIZADA EN LA U. DE MICHIGAN

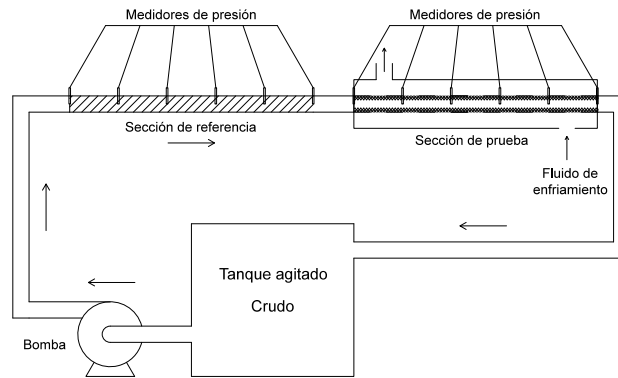
Los resultados obtenidos al aplicar los modelos descritos anteriormente fueron validados a partir de datos experimentales, los cuales fueron obtenidos de un equipo de recirculación, como el que se describe a continuación.

1.6.1 Equipo de Recirculación

En la Figura 3 se muestra el equipo que simula la deposición del gel en tubería a bajas temperaturas. Allí una muestra de crudo es calentada en un tanque agitado por encima de su WAT. Una vez el crudo abandona el tanque, este es bombeado a través de una sección de prueba que es enfriada por una chaqueta y permite que el tubo esté a una temperatura inferior al punto de nube del crudo. La mezcla retorna al tanque por medio de una sección de referencia. Estas dos secciones tienen medidores de presión conectados a transductores diferenciales de presión que permiten determinar el espesor del depósito a partir del incremento diferencial de la presión dentro de la tubería. Un sistema electrónico se encarga de almacenar continuamente los valores de temperatura de la pared y del fluido, así como las lecturas de presión en las dos secciones.

Los modelos descritos anteriormente evalúan los efectos de la tasa de flujo y la temperatura de la tubería, sobre el espesor del depósito y el contenido de parafina de este en función del tiempo.

Figura 3. Equipo de recirculación utilizado por Singh *et al.* (2000, 2001) y Lee (2007) para validar sus modelos de deposición de parafinas.

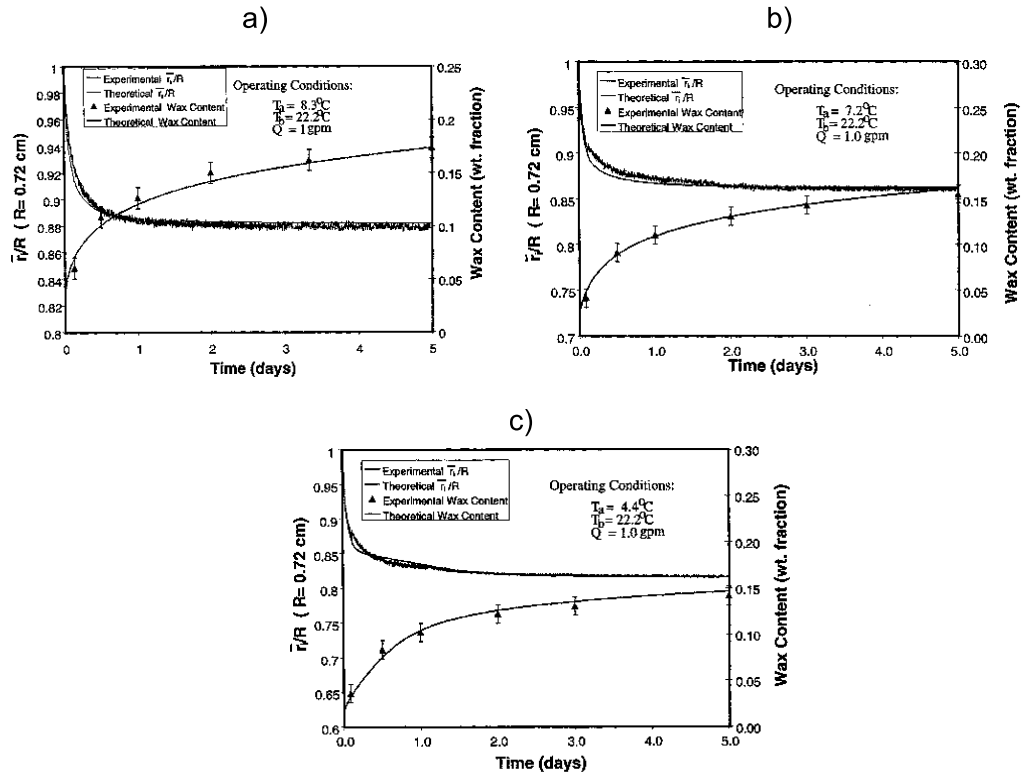


Fuente: El autor a partir de Singh *et al.* (2000).

1.6.2 Efecto de la Temperatura de la Pared

La aplicación de los modelos de Singh *et al.* (2000, 2001) y Lee (2007) han mostrado resultados satisfactorios cada uno bajo sus propias limitaciones. Singh *et al.* (2000) presentaron una serie de experimentos, utilizando el equipo de recirculación descrito anteriormente (Ver Figura 3). Allí, mantuvo la temperatura del fluido (T_b) constante, varió la temperatura de la pared (T_a) y fijó una tasa de flujo (Q). Encontró que para las diferentes temperaturas de pared, ocurre una rápida formación del gel seguido de un comportamiento asintótico donde se observa que el crecimiento del gel se detiene. Así mismo, observó que a menor temperatura de pared el espesor del depósito se hace más grande, sin embargo, el contenido de parafina se hace menor. Las Figuras 4a, 4b y 4c muestran como en los tres casos, el modelo propuesto se ajusta a los datos experimentales.

Figura 4. Efecto de la temperatura de la pared (T_a) sobre el espesor y el contenido de cera del depósito (Singh *et al.* 2000).



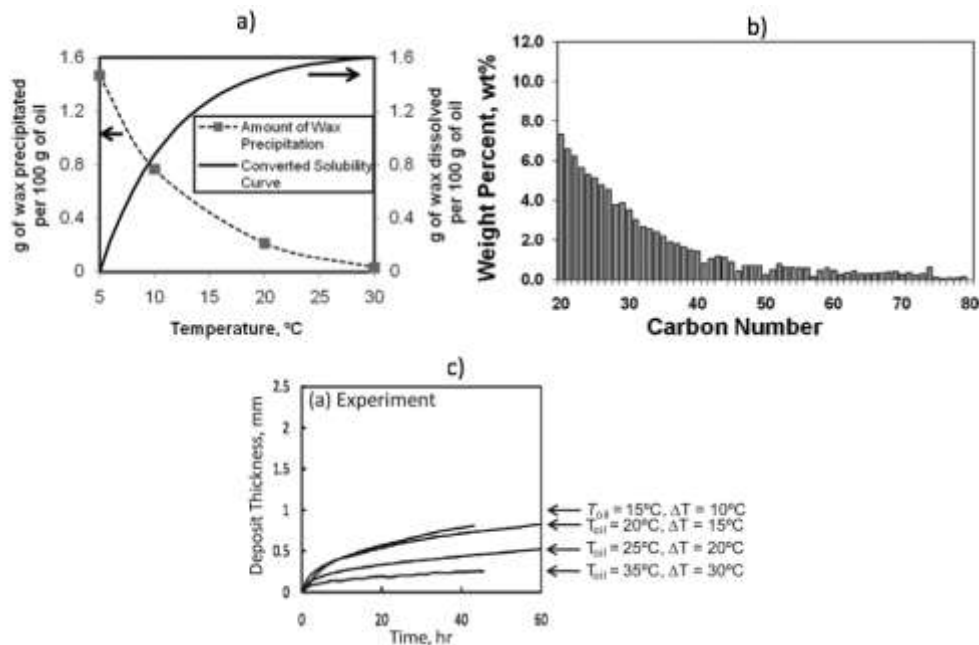
Fuente: Singh *et al.* 2000.

Huang *et al.* (2011) al observar tendencias contrarias a las reportadas por Singh *et al.* (2000), donde el espesor de los depósitos se incrementaba con el aumento de la temperatura de la pared; decidieron evaluar el efecto de la temperatura sobre la deposición y utilizaron el modelo propuesto por Lee (2007). En el estudio encontraron que el parámetro adecuado para cuantificar el efecto de la temperatura es el gradiente de concentración de cera entre el bulk ($r=0$) y la pared, causado por el gradiente de temperatura radial; el cual depende de la forma de la curva de solubilidad y esta a su vez de las propiedades del fluido en estudio.

Huang *et al.* (2011) estudiaron dos crudos de diferente composición y curva de solubilidad, como se muestra en las Figuras 5a, 5b y 6a, 6b. En la Figura 5c, se observa como la disminución del gradiente de temperatura entre el crudo y la

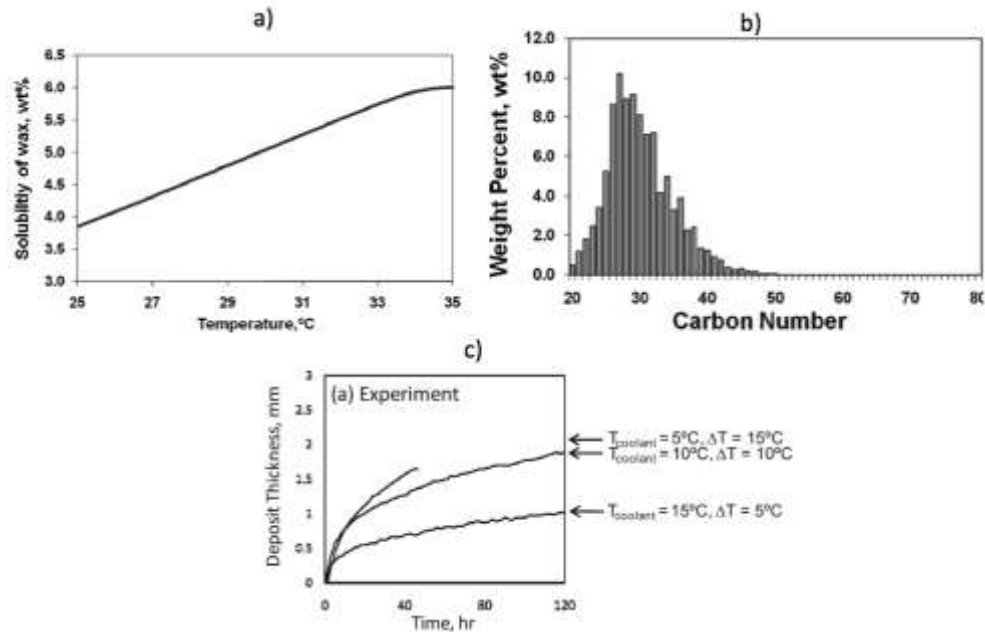
pared conlleva un aumento en el espesor del depósito. Caso contrario se observa en la Figura 6c, donde el aumento del gradiente de temperatura incrementa el espesor del depósito. Estas diferencias permiten concluir que la caracterización del crudo a estudiar, específicamente la curva de solubilidad de las parafinas en el crudo, determinará la tendencia que seguirá la tasa de deposición de parafinas sobre la tubería.

Figura 5. a) Curva de solubilidad, b) distribución del contenido parafínico y c) efecto de la temperatura del bulk para un crudo específico (Huang *et al.* 2011).



Fuente: Huang *et al.* 2011.

Figura 6. a) Curva de solubilidad, b) distribución del contenido parafínico y c) efecto de la temperatura del bulk para un crudo específico (Huang *et al.* 2011).



Fuente: Huang *et al.* 2011.

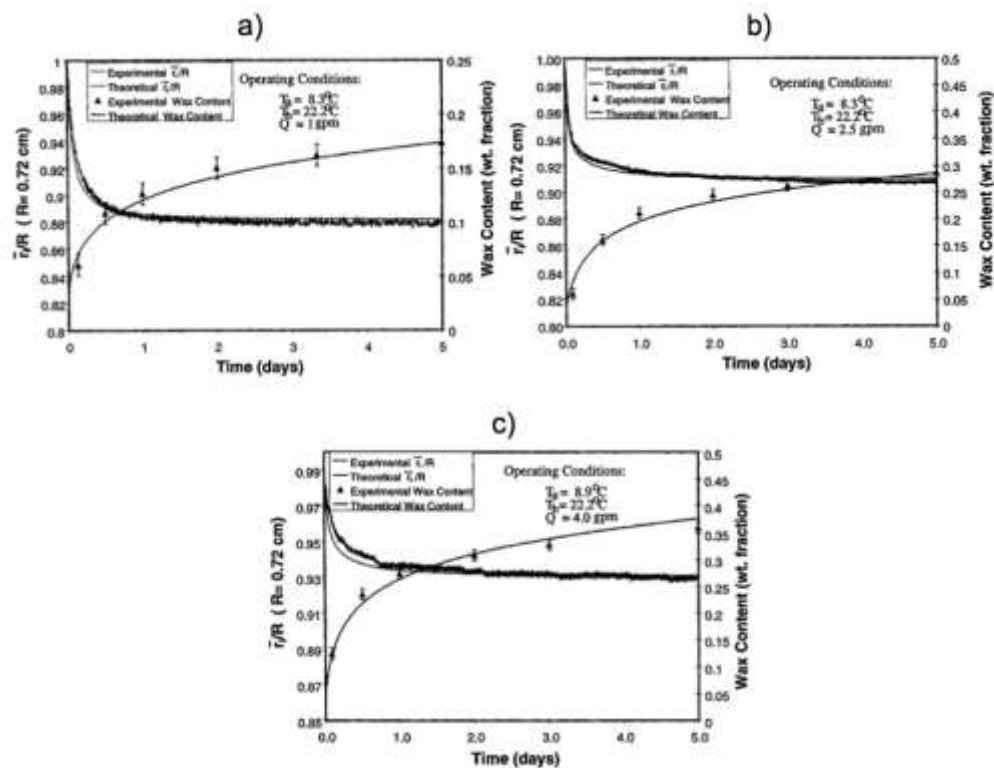
1.6.3 Efecto de la Tasa de Flujo

Brown *et al.* (1993) establecieron que el incremento de la velocidad de flujo disminuye la velocidad de deposición. Hamouda y Davidsen (1995) observaron una disminución significativa en la tasa de deposición cuando la tasa de flujo cambia de laminar a turbulento. Singh *et al.* (2000) llevaron a cabo experimentos con diferentes tasas de flujo (Q) para evaluar su efecto sobre la deposición de parafinas, para esto ellos también utilizaron el equipo de recirculación descrito anteriormente (ver Figura 3) y utilizaron tres velocidades de flujo diferentes. Así mismo, mantuvieron constante la temperatura inicial (T_b) y de pared (T_a) y realizaron los experimentos durante cinco días.

En la experimentación encontraron que a altas tasas de flujo (que permiten mantener el régimen laminar), reducen el espesor del depósito, mientras bajas tasas de flujo lo incrementan; como se observa en las Figuras 7a, 7b y 7c.

Igualmente, la fracción másica de parafina es alta cuando el depósito es más grande, es decir cuando la tasa de flujo es mayor. Así mismo, la fracción másica de parafina se hace menor cuando la tasa de flujo es la más baja. Esto confirma el hecho de que altas tasas de flujo permiten un mayor transporte de masa al interior de gel, debido a la mayor presencia de parafinas en la interfase. Esta situación puede ser explicada teniendo en cuenta que el incremento de la velocidad promedio de flujo (en dirección axial) genera un perfil de temperatura con una mayor dependencia del radio, y este a su vez genera un mayor gradiente de concentración beneficiando la difusión de cera hacia el depósito.

Figura 7. Efecto de la tasa de flujo (Q) sobre la tasa de deposición de cera (Singh *et al.* 2000).

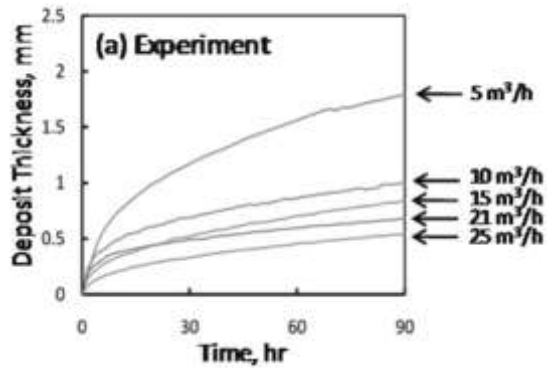


Fuente: Singh *et al.* 2000.

Por otra parte, Huang *et al.* (2012) utilizaron el modelo de Lee (2007) y realizaron la misma evaluación descrita anteriormente con un crudo parafínico y confirmaron

que el aumento de la tasa de flujo disminuye el tamaño del depósito, como se observa en la Figura 8.

Figura 8. Efecto de la tasa de flujo sobre la tasa de deposición de parafina (Huang *et al.* 2012).



Fuente: Huang *et al.* 2012.

Es importante enfatizar que los resultados anteriormente descritos fueron obtenidos considerando un valor de temperatura constante en la pared de la tubería y por lo tanto solamente son comparables bajo esta condición.

1.7 DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA DE APARICIÓN DE LAS PARAFINAS

El método de calorimetría de barrido diferencial (DSC, por sus siglas en inglés) ha sido ampliamente usado para la medición del WAT de crudos (Hansen *et al.*, 1991) con resultados satisfactorios debido a su simplicidad, precisión y rápida respuesta para monitorear las transiciones de fase durante el enfriamiento y el calentamiento de las muestras. Por lo tanto, siendo el WAT el parámetro más importante que describe la problemática de las parafinas, es importante utilizar métodos confiables como el DSC para su medición siguiendo la norma ASTM D 4419 (2008).

El principio del DSC está basado en la medida de la diferencia de flujos de calor entre una muestra de estudio y una muestra de referencia. Estos flujos de calor son directamente proporcionales a la diferencia de temperatura entre el horno y el crisol que contiene la muestra, pero inversamente proporcionales a la resistencia térmica del sistema.

1.7.1 Técnica

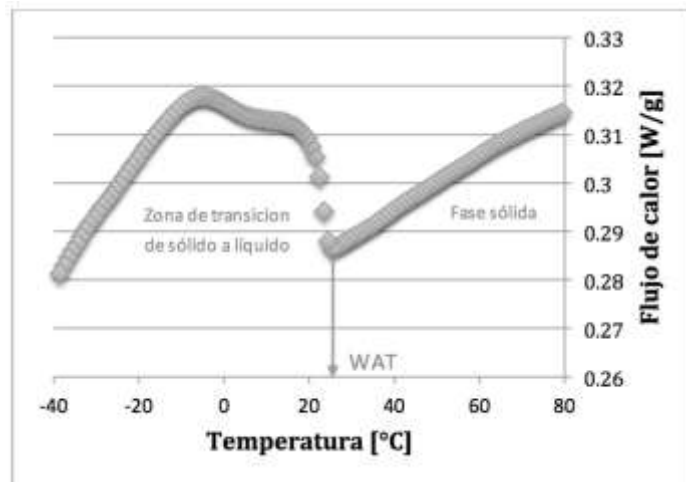
La muestra debe ser primero calentada hasta alcanzar una temperatura superior a la esperada para el inicio de la cristalización de las parafinas (WAT), pero sin alcanzar la temperatura de ebullición de la mezcla. Esta temperatura debe mantenerse durante un minuto y posteriormente iniciar el enfriamiento hasta una temperatura inferior a la temperatura de cristalización y a una velocidad definida.

La velocidad de enfriamiento/calentamiento puede ser variable, en general bajas velocidades podrían ser deseables desde el punto de vista del equilibrio (Hammami *et al.*, 2003). Sin embargo, bajas velocidades aumentan el WAT debido a la pérdida de sensibilidad para identificar la aparición de los picos, mientras altas velocidades disminuyen el WAT debido a los efectos de súper enfriamiento/calentamiento (Hammami *et al.*, 2003). No obstante, se han encontrado diferencias de $\pm 1^{\circ}\text{C}$ en las mediciones de WAT con DSC cuando se utilizan 1, 5 y 10 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ como velocidades de enfriamiento en soluciones con parafina pura (Alcazar-Vara *et al.*, 2013), mientras para mezclas de crudo se han encontrado diferencias entre $\pm 1\text{-}2^{\circ}\text{C}$ usando bajas velocidades entre 0,1 y 1 $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ (Alcazar-Vara *et al.*, 2013).

El WAT se determina como el inicio del pico exotérmico durante el proceso de enfriamiento; el cual corresponde a la transición líquido-sólido. Así mismo, debido a que la energía total desprendida durante el proceso de enfriamiento es proporcional al área entre la línea de base y el pico exotérmico, la entalpía de

cristalización del sistema se calcula a partir de la integración de la curva de flujo de calor (Alcazar-Vara et al, 2013). La Figura 9 muestra un termograma característico de una muestra de crudo donde se pueden ver las zonas correspondientes a las fase sólida y líquido-sólido.

Figura 9. Termograma característico de una muestra de crudo (Fuente: Autor).



Fuente: El autor.

1.7.2 Curva de Solubilidad

Como se presentó anteriormente, la curva de solubilidad de una mezcla de crudo, hace parte de los parámetros de entrada del modelo a implementar. En este sentido, la técnica DSC permite la determinación de esta curva de solubilidad o de precipitación (Cantidad de parafinas precipitada a diferentes temperaturas). Esta se calcula asumiendo que la fracción precipitada de parafina es proporcional a la fracción de calor desprendido del total acumulado; medido desde la línea de base hasta la temperatura que cruza esta línea. Por lo tanto, la cantidad de parafina precipitada a una determinada temperatura se determina calculando la proporción de calor desprendido por la muestra hasta dicha temperatura respecto al total desprendido (Alcazar-Vara et al, 2013).

2 METODOLOGÍA

El presente trabajo fue realizado en 7 etapas presentadas a continuación:

2.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y SELECCIÓN DEL MODELO

La revisión bibliográfica, abarcó el estudio de la problemática de la deposición de parafinas durante la producción y transporte de crudo, así mismo incluyó la búsqueda de modelos que describen este fenómeno que han sido propuestos en la literatura científica y así determinar el estado del arte de este tema.

Una vez realizada la revisión bibliográfica se encontró que el modelo más adecuado para su implementación corresponde al de Singh *et al.* (2000) junto con la mejora propuesta por Lee (2007). Este modelo es conveniente debido a que el autor es riguroso en analizar los fenómenos que ocurren en la fase fluida y en el depósito y propone un sistema de ecuaciones en cada una de estas, dejando a un lado las correlaciones empíricas utilizadas por otros autores para calcular la transferencia de masa y energía en el fluido. Así mismo los resultados muestran que este modelo reproduce adecuadamente los datos experimentales lo cual confirma que este modelo es conveniente implementarlo.

2.2 DEDUCCIÓN DEL MODELO A IMPLEMENTAR

En esta parte del trabajo se formularon los balances de masa y energía que permiten dar solución al modelo de deposición de parafinas propuesto por Singh *et al.* (2000), a partir de la deducción desde las ecuaciones iniciales teniendo en cuenta las restricciones a las cuales están sujetas cada una de estas.

2.3 IMPLEMENTACIÓN NUMÉRICA Y VALIDACIÓN DEL MODELO

La implementación del modelo de deposición de parafinas propuesto por Singh *et al.* (2000) requiere de la solución de los balances de masa y energía en el fluido y en depósito. Lee (2007) propuso una solución numérica de los balances de masa y energía en el fluido mediante diferencias finitas, sin embargo, en este trabajo se ha propuesto la solución utilizando el método de volúmenes finitos. Este método permite utilizar distintos tipos de geometría que eventualmente podrían considerarse en otras facilidades de producción ya que la discretización se realiza directamente en el espacio físico del problema y por lo tanto, no hay problemas con la transformación entre sistemas de coordenadas, como sí ocurre con otros métodos. Así mismo, este método discretiza las ecuaciones en cada uno de los volúmenes del dominio y las considera de manera integral, de tal manera que sus soluciones se aproximan a partir de la suma de los flujos que atraviesan cada una de las caras del volumen considerado.

En cuanto a los balances de masa en el depósito y la interfase fluido-gel se requiere de su integración en el tiempo para su solución, por lo cual se aproximó su solución con una diferencia finita. La solución del modelo matemático se realizó escribiendo un código en lenguaje C++.

2.4 VALIDACIÓN DEL MODELO IMPLEMENTADO

El modelo implementado fue validado a partir de los datos reportados por Singh *et al.* (2000, 2001). Los parámetros de entrada utilizados en la validación y utilizados en la experimentación reportada se resumen en la Tabla 2. Estos corresponden a una tubería cilíndrica de 2,44m de longitud y un radio interno de 0,0072m en la cual fluye un crudo sintético compuesto por un aceite mineral (Blandol) y keroseno con una distribución de número de carbono entre C_{23} y C_{38} . Las condiciones de operación y las propiedades físicas del fluido hacen que el sistema opere en régimen laminar asegurando la aplicabilidad de modelo implementado

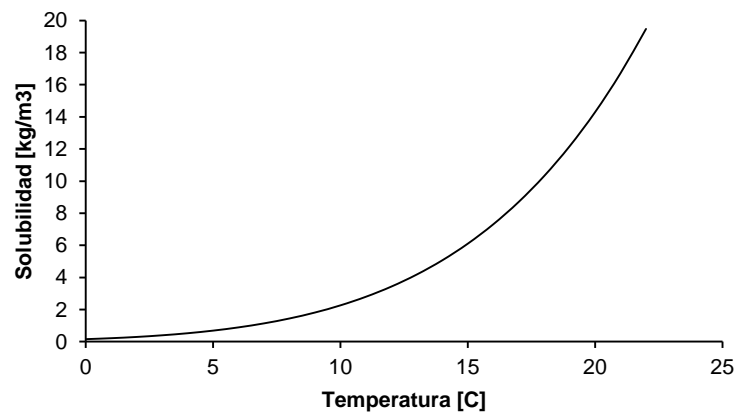
Tabla 2. Parámetros operacionales y propiedades físicas del crudo utilizados por Singh *et al.*, (2000) durante su experimentación.

Parámetro	Valor
Radio interno de la tubería	0,0072 [m]
Longitud de la tubería	2,44 [m]
Temperatura en la entrada	22,2 [°C]
Temperatura de la pared	7,2 [°C]
WAT	13,9 [°C]
Velocidad máxima fluido	0,387 [m/s]
Densidad del crudo	838 [kg/m ³]
Capacidad calorífica del crudo	2259 [J/kg K]
Conductividad térmica del crudo	0,1466 [W/m K]
Conductividad térmica de la parafina	0,25 [W/m K]

Fuente: Singh *et al.* 2000.

La Figura 10 presenta la curva de solubilidad del crudo sintético utilizado durante la experimentación por Singh *et al.* (2000) obtenida por DSC. El WAT de este crudo es de 13,9 °C.

Figura 10. Curva de solubilidad del crudo sintético utilizado en la experimentación por Singh *et al.* (2000).



Fuente: Singh *et al.* 2000.

Es importante aclarar que no fue posible validar el modelo con datos de producción del campo debido a que no hay reportes de estos.

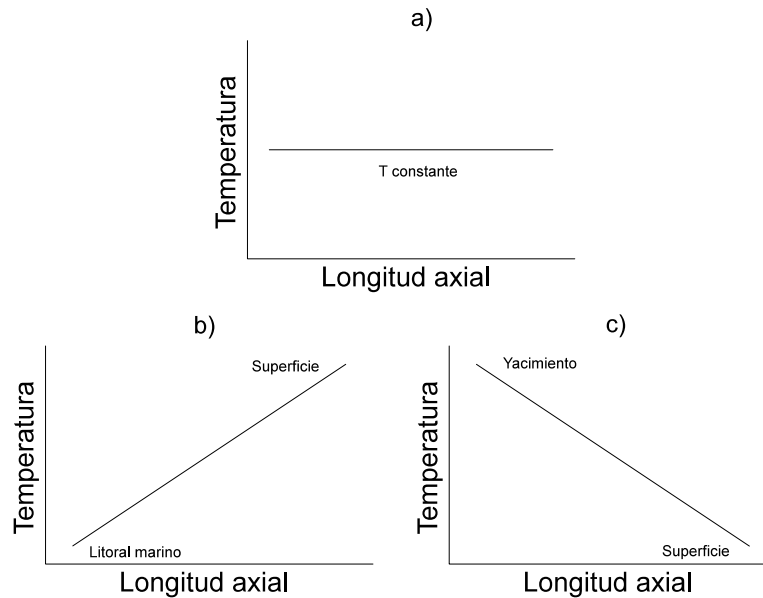
2.5 DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE SOLUBILIDAD DE PARAFINAS

Como se mencionó en el primer capítulo, la curva de solubilidad es un parámetro fundamental en la solución del modelo de deposición. Por lo tanto, para determinar la solubilidad de las parafinas en las muestras de crudo utilizadas en este trabajo, se utilizó la técnica de DSC y un equipo TA Instruments Q10. La velocidad de enfriamiento/calentamiento utilizada fue de 1°C/min ya que esta brinda suficiente sensibilidad al equipo para detectar los picos exotérmicos y endotérmicos. Fueron empleados dos ciclos de enfriamiento y calentamiento con el fin de eliminar cualquier efecto térmico (*“thermal history effect”*) que la muestra pudiera tener.

2.6 ANÁLISIS DE LA CONDICIÓN DE FRONTERA EN LA PARED DEL TUBO SOBRE LA FORMACIÓN DEL DEPÓSITO

En este punto es necesario hacer énfasis en la importancia de la condición de frontera para el balance de energía sobre la superficie de la tubería ya que esta varía de acuerdo con la localización del pozo productor y tiene un efecto importante sobre el fenómeno de deposición de parafinas. Para esto se debe resaltar que se pueden presentar tres diferentes casos: i) El caso estudiado experimentalmente por Singh *et al.* (2000) donde la temperatura en la frontera de la pared se mantiene constante (Figura 11a) y usado para la validación del modelo aquí implementado; ii) El caso de producción de crudo costa afuera donde el crudo al salir del litoral marino (a una temperatura menor a la WAT) es transportado hasta la superficie y este sufre un aumento gradual de temperatura a medida que este asciende (Figura 13b); y iii) el caso del Campo Escuela Colorado donde el crudo al salir del yacimiento (a una temperatura mayor a la WAT) sufre un enfriamiento a medida que asciende hasta la superficie debido al gradiente geotérmico propio del medio en el cual se encuentra la tubería de producción (Figura 11c).

Figura 11. Casos de transporte de crudo a) caso reproducido experimentalmente por Singh *et al.* (2000) en el cual se asume que la temperatura de pared de la tubería se mantiene constante; b) condición de frontera de la pared para el caso de producción de petróleo costa afuera y c) caso de explotación de petróleo para pozos ubicados en el continente, (Campo Colorado).



Fuente: El autor.

Para determinar el efecto de estas tres condiciones de frontera en la ecuación del balance de energía y su efecto final sobre el fenómeno de deposición se realizaron simulaciones que consideraron las tres situaciones descritas anteriormente (una donde la temperatura es constante en la frontera, otra donde la temperatura aumenta a medida que el fluido asciende hacia la superficie y otro donde desciende) para tres valores diferentes de velocidad de flujo (Ver Tabla 3) durante un periodo de tiempo de diez días. Adicionalmente en los tres casos la temperatura del crudo a la entrada de la tubería fue tomada $78,8^{\circ}\text{C}$ para los tres velocidades de flujo consideradas. La temperatura de la pared para la condición de frontera a temperatura constante fue de 20°C , el perfil de temperatura ascendente en la pared es dado por la siguiente expresión $T = 19 + 0,01403538 * Z$ y para el perfil descendente $T = 39 - 0,01403538 * Z$.

Estos perfiles de temperatura, garantizan que se tenga el mismo gradiente de temperatura axial en la tubería y de esta manera sea posible comparar la severidad de cada de estos dos casos. Es decir, para el caso ascendente la temperatura a entrada de la tubería es 19°C y 39°C en la salida, mientras que para el caso descendente es 39°C a la entrada y 19°C a la salida.

Tabla 3. Velocidades de flujo utilizadas en cada uno de los tres tipos de condición de frontera estudiados.

	Velocidad de flujo [m ³ /s]
V1	2,9513x10 ⁻⁵
V2	4,05099x10 ⁻⁵
V3	5,2893x10 ⁻⁵

Fuente: El autor.

2.7 APLICACIÓN DEL MODELO AL CAMPO COLORADO

Una vez validado el modelo con los datos experimentales reportados por Singh *et al.* (2000, 2001) se procedió a implementarlo bajo las condiciones de operación y propiedades del crudo de dos pozos del Campo Colorado. La selección se hizo teniendo en cuenta que se incluyeran las dos arenas productoras del campo y que la información de producción y propiedades físicas del crudo estuviera disponible en el Campo Escuela Colorado.

El petróleo del Campo Colorado proviene principalmente de la Formación Mugrosa (Ecopetrol, 2003), y la producción actual se realiza en las zonas o arenas B y C. En la Tabla 4, se presentan las características de yacimiento y datos básicos de las arenas B y C. En esta se identifican parámetros de entrada al modelo como la temperatura de yacimiento (Temperatura a la entrada de la tubería), profundidad promedio (Longitud de la tubería) y contenido de parafinas para cada una de las arenas productoras.

Tabla 4. Características de yacimiento y datos básicos de las arenas B y C.

Parámetro	Arena B	Arena C
Temperatura de yacimiento [°C]	45,5	78,8
Profundidad promedio [m]	548,6	1066,8
Porosidad [%]	15,7	14,5
Gravedad API*	34,9	41,3
Contenido de parafinas* [%wt]	15,1	16,3

Fuente: Camacho, J. Ecopetrol S.A. Informe campo Colorado. Calculo de reservas.
*Fuente: Poveda. D., (2008)

Después de identificadas las arenas productoras se procedió a seleccionar dos pozos productores que estuvieran localizados sobre cada una de estas, con el fin identificar las propiedades físicas de cada uno de los crudos que por allí fluyen. Para esto se tomó como criterio de selección la disponibilidad de la muestra y de información de sus propiedades físicas y curva de solubilidad. Esto debido al cierre en el que se encuentra el Campo Colorado actualmente lo cual imposibilitó la toma de muestras.

Basado en lo anterior, se seleccionó una muestra de crudo tomada en superficie correspondiente al pozo C25, el cual hace parte de la arena productora B. Seguidamente se procedió a realizar dos pruebas de DSC (Ver Anexo E) con el fin de determinar el WAT y la curva de solubilidad. Las propiedades físicas de este tipo de crudo proveniente de la arena B como densidad y conductividad térmica fueron reportadas por Ariza (2008). En cuanto a la información referente a los parámetros de producción del pozo, esta fue suministrada por el Campo Escuela Colorado para el periodo comprendido entre enero y diciembre del año 2012, tiempo en el cual el campo se encontraba abierto.

Para el caso de la arena C, Díaz *et al.* (2014) reportaron un termograma realizado a un crudo proveniente del pozo C40 (Ver anexo E) a partir del cual se obtuvo la curva de solubilidad de este. Por otro lado al igual que en el caso del pozo C25, la información de producción también fue suministrada por el Campo Escuela

Colorado; sin embargo, las propiedades físicas del crudo se debieron tomar iguales a las del crudo característico de la arena B. Por lo tanto, las simulaciones se llevaron a cabo considerando únicamente las características del yacimiento y tasas de producción de cada uno de los crudos característicos de las arenas B y C.

Es importante hacer énfasis en que las muestras de crudo utilizadas en este trabajo, corresponden a crudo muerto obtenido en superficie, el cual no es completamente representativo del que se pudiera encontrar en el yacimiento y en consecuencia esto podría hacer parte de las fuentes de error a la hora de concluir sobre los resultados de la simulación.

3 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1 DEDUCCIÓN DEL MODELO A IMPLEMENTAR

El modelo propuesto por Singh *et al.* (2000) se deduce a partir de la formulación de balances de masa y energía en el fluido y en el depósito, por lo tanto a continuación se presentan cada uno de estos balances de una manera más detallada, señalando las suposiciones que permiten desarrollar los balances hasta alcanzar las ecuaciones presentadas por el autor.

3.1.1 Balance de Energía en el Fluido

Un balance de energía escrito en coordenadas cilíndricas se presenta en la Ec. 8. Este balance incluye los términos transitorio, convectivos, difusivos y de generación volumétrica de calor.

$$\frac{\partial T}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial(rv_r T)}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial(v_\theta T)}{\partial \theta} + \frac{\partial(v_z T)}{\partial z} = \alpha \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + \frac{\mu}{\rho c_p} \phi_v \quad (8)$$

Sin embargo, para el caso de estudio en el cual un fluido fluye a través de una tubería cilíndrica bajo condiciones de régimen laminar, se pueden considerar algunas simplificaciones para plantear el balance de energía en el fluido. En primer lugar se considera que en este sistema no ocurre ninguna generación de energía de tipo volumétrico, es decir el modelo asume que la solidificación de las parafinas en el crudo no involucra liberación de energía o que esta es despreciable y por lo tanto $\phi_v = 0$.

En cuanto al campo de velocidad, es claro que la difusión de masa en dirección radial así como la formación del depósito genera una componente de velocidad en esta misma dirección, además de la componente de velocidad en la coordenada z. No obstante, Singh *et al.* (2000) no tienen en cuenta esta componente de

velocidad en dirección radial posiblemente por la complicación numérica que dicho cálculo implica. No obstante, a partir de un análisis de orden de magnitud Deen (1998) demuestra que la componente de velocidad axial es despreciable con relación a la componente de velocidad axial cuando el espesor del depósito es pequeño en comparación al radio de la tubería como evidentemente sucede en el problema de deposición de parafinas aquí tratado. Teniendo en cuenta esta justificación y la presunción de simetría axial (al igual que para el campo de temperatura) se puede asumir que $\mathbf{v} \approx v_z(r)\mathbf{i}_z$

Por otro lado, el análisis de Singh *et al.*, (2000) considera estado cuasi estacionario, al suponer que el campo de velocidad y de concentración en la fase fluida son independientes del tiempo. Para verificar la validez de dicha suposición, se debe tener en cuenta que la escala de tiempo del proceso de formación del depósito debe ser mayor que la escala de tiempo para la conducción de calor. En este caso, la escala de tiempo para la formación del depósito puede ser evaluada como el inverso de la pendiente de las curvas de espesor de depósito en forma adimensional (ri/R) versus el tiempo al inicio del proceso de deposición, mientras que la escala de tiempo de la conducción es dada por la razón de R^2/α . Con el fin de evaluar esta razón la escala de tiempo de formación del depósito fue evaluada de la figura 7, dando como resultado un valor de 23763 s^{-1} , mientras la escala del proceso de deposición fue de 247708 s^{-1} , lo cual muestra la validez de la suposición del estado cuasi-estacionario. Teniendo en cuenta estas suposiciones la ecuación del balance de energía se reduce a:

$$\frac{\partial(v_z T)}{\partial z} = \alpha \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right] \quad (9)$$

Por otro lado, una suposición típicamente usada en problemas de convección forzada es que el flujo neto de energía por unidad de volumen entrando al volumen de control por mecanismo convectivo a través de un área perpendicular a

z, es mucho mayor en relación al flujo neto de energía por unidad de volumen por mecanismo conductivo, por tal razón la ecuación de balance de energía a usar es:

$$\frac{\partial(v_z T)}{\partial z} = \alpha \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) \quad (10)$$

Esta última suposición es válida para altos valores del números de Péclet ($Pe \gg 1$).

3.1.2 Balance de Masa en el Fluido

Las mismas suposiciones hechas anteriormente en el balance de energía sobre el fluido, aplican para el balance de masa allí mismo. Por lo tanto el balance de masa se simplifica a:

$$\frac{\partial(v_z C)}{\partial z} = D_{wo} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial C}{\partial r} \right) \quad (11)$$

3.1.3 Balance de Masa en la Interfase

Debido a la existencia de transporte de masa a través de la interfase fluido-gel se hace necesario el uso de balances interfaciales de masa y energía a fin de obtener las condiciones de frontera adecuadas. En este caso particular los balances consideran un sistema compuesto por dos especies y dos fases diferentes. Las especies parafina (A) y crudo (B) y las fases líquida (*l*) y sólida (*s*). Los balances de masa interfaciales escritos en forma vectorial para las especies A y B son:

$$\{[\mathbf{j}_A^s + \rho^s w_A^s (\mathbf{v}^s - \mathbf{u})]_{int} - [\mathbf{j}_A^l + \rho^l w_A^l (\mathbf{v}^l - \mathbf{u})]_{int}\} \cdot \mathbf{n}_I = H_{s,A} \quad (12)$$

$$\{[\mathbf{j}_B^s + \rho^s w_B^s (\mathbf{v}^s - \mathbf{u})]_{int} - [\mathbf{j}_B^l + \rho^l w_B^l (\mathbf{v}^l - \mathbf{u})]_{int}\} \cdot \mathbf{n}_I = H_{s,B} \quad (13)$$

Donde \mathbf{j}_A^s y \mathbf{j}_A^l corresponden a los vectores de flux másico difusivo de cera del lado sólido y del líquido, ρ^s y ρ^l son las densidades de las fases sólida y líquida

respectivamente, w_A^s y w_A^l son las fracciones másicas de cera en cada una de las fases, \mathbf{v} y \mathbf{u} son los vectores de velocidad del fluido y de la interfase, es decir la velocidad de crecimiento del depósito.

Adicionalmente, es útil usar una ecuación de balance total en la interfase la cual puede ser obtenida sumando las dos ecuaciones anteriores (Ec. 12 y Ec. 13) y reconociendo que $\mathbf{j}_A + \mathbf{j}_B = 0$ y que la suma de $H_{s,A} + H_{s,B} = 0$ se obtiene la Ec. 14

$$[\rho^s(\mathbf{v}^s - \mathbf{u})|_{int} - \rho^l(\mathbf{v}^l - \mathbf{u})|_{int}] \cdot \mathbf{n}_I = 0 \quad (14)$$

Por lo tanto, teniendo en cuenta que para este caso $\mathbf{n}_I = \mathbf{i}_r$, $H_{s,A} = 0$ y que el sólido está en reposo $\mathbf{v}^s = 0$ el balance interfacial para la especie A se simplifica a:

$$j_{A,r}^s - j_{A,r}^l = \rho^l w_A^l v_r^l - (\rho^l w_A^l + \rho^s w_A^s) \mathbf{u} \quad (15)$$

Y de la ecuación de balance total, Ec. 14 se obtiene:

$$-\rho^s \mathbf{u} = \rho^l v_r^l - \rho^l \mathbf{u} \quad (16)$$

De esta manera, despejando v_r^l de la Ec. 16 e introduciéndolo en la Ec. 14 y reorganizando se obtiene que:

$$j_r^s - j_r^l = \rho^s \mathbf{u} (w^s - w^l) \quad (17)$$

La Ec. 17 muestra que el transporte de cera a través de la interfase fluido-gel es proporcional al salto de concentración de cera a través de la interfase. Sin

embargo Singh *et al.* (2000) consideran en su análisis que $w^s \gg w^l$ y en consecuencia se tiene:

$$j_r^s - j_r^l = \rho^s \mathbf{u} w^s \quad (18)$$

Reemplazando los fluxes de parafina de cada lado de la interfase y expresando la velocidad de la interfase como $\mathbf{u} = \frac{dr_i}{dt}$ se obtiene finalmente la expresión propuesta por el autor del modelo:

$$D_{eff} \left. \frac{dw^s}{dr} \right|_s - D_{wo} \left. \frac{dw^l}{dr} \right|_l = -\rho^s w^s \frac{dr}{dt} \quad (19)$$

En la Ec. 19, D_{eff} es la difusividad efectiva de las parafinas en el sólido (gel), mientras D_{wo} corresponde a la difusividad de las parafinas en el líquido (crudo).

3.1.4 Balance de Masa en el Depósito (Gel)

El balance de masa para la parafina en el depósito fue planteado por Singh *et al.* (2000) mediante un análisis de parámetros concentrados (“*Lumped Model*”) el cual asume que la parafina entra al depósito a través de la interfase fluido-gel por lo que la ecuación que describe el fenómeno es:

$$V^s \rho^s \frac{dw^s}{dt} = A_i j_r^s \quad (20)$$

Donde V^s es el volumen del depósito y A_i el área de la interfase fluido-gel. Reemplazando V^s , A_i y j_r^s se obtiene la Ec. 21, que corresponde a la propuesta en el modelo de deposición.

$$\pi(R^2 - r_i^2)L\rho^s \frac{dw^s}{dt} = 2\pi r_i L \left(-D_e \frac{dC_{ws}}{dr} \Big|_i \right) \quad (21)$$

En la Ec. 21, R es el radio de la tubería, r_i es la distancia hasta la interfase medida desde el centro del tubo y L la longitud de la tubería.

En síntesis el modelo a implementar considera el crudo como un fluido newtoniano que fluye en régimen laminar y sin generación volumétrica de energía como la que podría desprenderse del cambio de fase de las parafinas. Adicionalmente no tiene en cuenta el agua, gas ni sólidos disueltos en la mezcla de crudo. Así mismo considera únicamente el transporte de masa y energía difusivos en dirección radial y el convectivo en dirección axial. Otra aproximación importante del modelo es que se asume que el depósito de parafinas es tan delgado que el campo de flujo del crudo está bien representado por un vector de la forma $\mathbf{v} = v_z(r)\mathbf{i}_z$ omitiendo la componente de velocidad radial generada por la reducción de la sección transversal de la tubería conforme este crece, al igual que el transporte de masa en dirección radial, lo cual podría llevar a subestimar el tamaño del depósito de parafinas dependiendo de las condiciones de operación y del tamaño del depósito.

Del mismo modo, la máxima cantidad de parafinas disueltas en el crudo es determinada por el WAT y la función de solubilidad. De esta manera se han deducido cada una de las ecuaciones propuestas por Singh *et al.* (2000) en su modelo de deposición junto con las restricciones y suposiciones bajo las cuales este modelo aplica.

3.2 FORMULACIÓN MATEMÁTICA MÉTODO VOLÚMENES FINITOS

La ecuación que describe el transporte de energía en una geometría cilíndrica bajo las condiciones descritas anteriormente se muestra en la siguiente ecuación.

$$\frac{\partial(v_z T)}{\partial z} = \alpha \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) \right] \quad (22)$$

Esta ecuación únicamente considera convección en dirección axial y conducción en dirección radial, así mismo se asume estado estable y por consiguiente no contiene término transitorio. Por otro lado, el balance de masa se propone bajo las mismas consideraciones del balance de energía y se presenta en la Ec. 23.

$$\frac{\partial(v_z C)}{\partial z} = D_{wo} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial C}{\partial r} \right) \right] \quad (23)$$

Las condiciones de frontera para este sistema se muestran en la Tabla 5. Estas condiciones corresponden a las de entrada fijadas en $z = 0$, también incluyen las condiciones de simetría en $r = 0$ y las de la pared ($r = R$) que, para el caso del balance de energía, se considera una temperatura fija o un perfil dependiendo del caso de estudio y para el balance de masa se considera la solubilidad de las parafinas correspondiente a la temperatura allí fijada. De esta manera el método de volúmenes finitos es implementado para dar solución a las Ecs. 6 y 7 con sus respectivas condiciones de frontera.

Tabla 5. Condiciones de frontera para los balances de masa y energía en el fluido.

Coordenada	Energía	Masa
$r = r, z = 0$	$T = T_{in}$	$C = C_{in}$
$r = 0, z = z$	$\frac{\partial T}{\partial r} = 0$	$\frac{\partial C}{\partial r} = 0$
$r = R, z = 0$	$T = T_w$	$C = C_{ws}(T)$

Fuente: El autor.

3.2.1 Discretización en Volúmenes Finitos

En general un balance de masa o energía en coordenadas cilíndricas se escribe como se muestra en la Ec. 24.

$$\begin{aligned}
 & \underbrace{\frac{\partial \phi}{\partial t}}_{\text{Término transitorio}} + \underbrace{\frac{1}{r} \frac{\partial (rv_r \phi)}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial (v_\theta \phi)}{\partial \theta} + \frac{\partial (v_z \phi)}{\partial z}}_{\text{Término convectivo}} \\
 & = \Gamma \underbrace{\left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \phi}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \phi}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial z^2} \right)}_{\text{Término difusivo}} + \underbrace{S_\phi}_{\text{Término fuente}} \quad (24)
 \end{aligned}$$

Este balance (Ec. 24) incluye los términos de generación, acumulación y transporte convectivo y difusivo. Para el caso de un balance de masa, la propiedad ϕ será la concentración C_i , y Γ la difusividad másica D_i , mientras para el balance de energía ϕ es la temperatura T y Γ la difusividad térmica $\alpha = k/\rho C_p$.

Le ecuación 24 puede escribirse en forma vectorial como lo muestra la Ec. 25.

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \nabla \cdot (\mathbf{u}\phi) - \nabla \cdot (\Gamma \nabla \phi) = S_\phi \quad (25)$$

Con el fin de facilitar la posterior discretización de las ecuaciones es útil rescribir la Ec. 25 como una ecuación de conservación en forma integral. Para esto, esta ecuación se escribe en términos del flux total \mathbf{J} , el cual involucra la suma de los fluxes convectivo ($\mathbf{u}\phi$) y difusivo ($\Gamma \nabla \phi$), y que se define como:

$$\mathbf{J} = \mathbf{u}\phi - \Gamma \nabla \phi \quad (26)$$

Remplazando la Ec. 26 en la Ec. 25 e integrando sobre un elemento diferencial de volumen se obtiene:

$$\int_{\Omega} \frac{\partial \phi}{\partial t} d\Omega + \int_{\Omega} \nabla \cdot \mathbf{J} d\Omega = \int_{\Omega} S_{\phi} d\Omega \quad (27)$$

Usando el teorema de la divergencia sobre el segundo término del lado izquierdo de la Ec. 27 y tomando el término fuente como el promedio sobre el volumen de control, la Ec. 27 toma la forma:

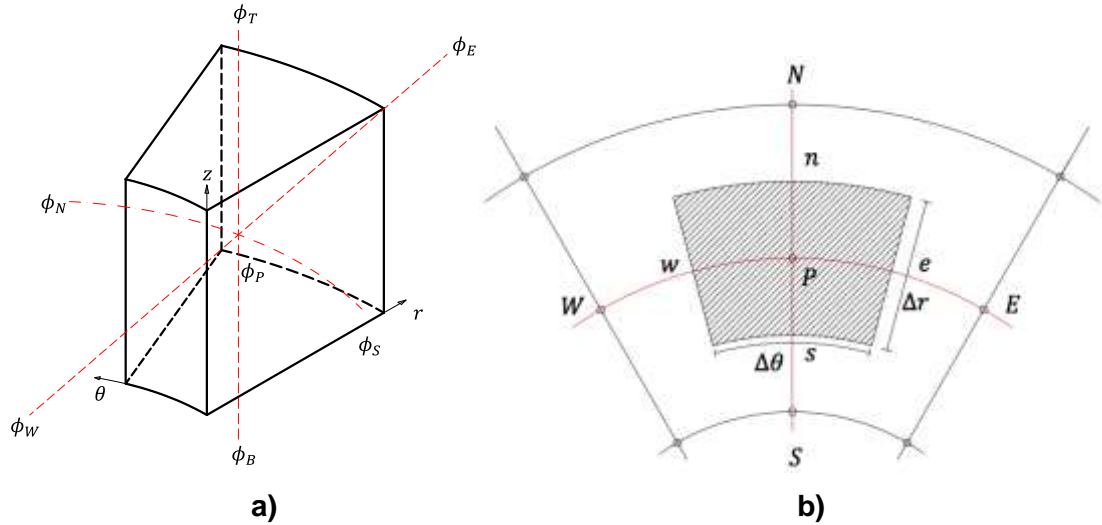
$$\int_{\Omega} \frac{\partial \phi}{\partial t} d\Omega + \int_{\partial \Omega} \mathbf{J} \cdot \mathbf{n} dS = \overline{S_{\phi}} \Omega \quad (28)$$

Donde $\partial \Omega$ es la superficie externa de un elemento diferencial de volumen Ω , y \mathbf{n} es el vector normal unitario que apunta hacia afuera del volumen de control. Igualmente, la integral que contiene el término del flux, se puede expresar como la suma de cada contribución en cada cara del volumen de control (VC).

$$\int_{\Omega} \frac{\partial \phi}{\partial t} d\Omega + \sum_f J_f = \overline{S_{\phi}} \Omega \quad (29)$$

En la Ec. 29, J_f representa el flux de la variable ϕ medida sobre la cara f del volumen de control ($f = w$ (oeste), e (este), n (norte), s (sur), b (abajo), t (arriba)) como se muestra en la **Figura 12**. Por ejemplo, e (en letra minúscula) indica la posición en la interfase entre los puntos nodales P y E. Mientras los puntos nodales (centro de cada elemento) son representados con las letras mayúsculas (W, E, N, S, B, T).

Figura 12. a) Volumen diferencial en coordenadas cilíndricas b) Distribución de los nodos en una malla centrada y sus vecinos para un sistema de coordenadas cilíndrico (r, θ, z) .



Fuente: El autor.

La integral del flux J_f tiene en cuenta la contribución de los fluxes difusivos y convectivos de la variable ϕ , en la cara f con área S_f . Con el fin de integrar cada término de la Ec. 29, es conveniente considerar cada flux de manera independiente como se indica a continuación.

Términos difusivos

Para tratar el término difusivo de la Ec. 25 se considera un esquema de diferencia centrada de segundo orden. Esto se ilustra para el caso del flux difusivo de energía o masa que va en dirección radial, pasando a través de la cara este del VC perpendicular al eje axial.

$$\begin{aligned}
 J_e^D &= \int_e -\Gamma \nabla \phi \cdot \mathbf{n} dS = \int_e -\Gamma \frac{\partial \phi}{\partial r} dS \approx -\Gamma_e \left(\frac{\partial \phi}{\partial r} \right)_e S_e \approx -\Gamma_e S_e \frac{\phi_P - \phi_E}{\delta r_e} \\
 &= D_e (\phi_E - \phi_P)
 \end{aligned} \tag{30}$$

En la Ec. 30, el coeficiente de difusión está ubicado en la cara del VC (entre los nodos E y P para este caso). Esta formulación matemática considera las propiedades físicas constantes. Es importante aclarar que el flux que abandona el volumen de control a través de una cara debe ser el mismo que entra al siguiente a través de la misma cara.

Términos convectivos

Los términos convectivos pueden aproximarse de la siguiente manera:

$$J_e^c = \int_e \mathbf{J}^c \cdot \mathbf{n} dS = \int_e \mathbf{u} \phi \cdot \mathbf{n} dS = \int_e u_e \phi dS \approx u_e \phi_e S_e = F_e \phi_e \quad (31)$$

De acuerdo con la Ec. 42, se observa que la variable ϕ debe evaluarse en la cara del volumen de control (e). Para esto se han propuesto en la literatura diferentes esquemas que permiten obtener soluciones precisas y evitar problemas de convergencia (Patankar, 1980). En el presente trabajo, se utiliza el esquema híbrido, el cual combina los esquemas centrado y “*upwind*”.

Esquema Centrado

El esquema de diferencia centrada usa expresiones consistentes y basadas en principios de conservación para evaluar los flujos convectivos en las caras de los volúmenes de control. Este esquema promedia el valor de la cantidad ϕ entre 2 nodos adyacentes de esta manera:

$$\phi_e = \frac{\phi_P + \phi_E}{2} \quad (32)$$

Este esquema no tiene en cuenta la dirección del flujo o la relación entre la convección y la difusión, por lo tanto no es estable y no tiene la propiedad de transportividad para altos valores de Péclet (Pe).

Esquema Upwind

La principal desventaja del esquema de diferencia centrada es su incapacidad de reconocer la dirección del flujo, por esta razón el valor de la propiedad ϕ en cualquier cara siempre estará influenciado por el valor de sus nodos vecinos. Por lo tanto, si un flujo es altamente convectivo y se transporta de sur a norte, la cara norte tendrá una influencia más fuerte del nodo S que del nodo P. De esta manera el esquema de diferenciación Upwind considera el valor de ϕ en una cara del VC igual al valor de esta en el nodo aguas arriba. Para el caso de la cara este se tiene:

$$\phi_e = \begin{cases} \phi_P & \text{si } F_e > 0 \\ \phi_E & \text{si } F_e < 0 \end{cases} \quad (33)$$

Esquema Híbrido

El esquema híbrido integra los esquemas Upwind y Centrado en uno solo. Para esto, este esquema requiere del cálculo del número de Péclet en cada VC y a partir del valor local de este, determina cual esquema utilizar así:

$$\text{Esquema híbrido} = \begin{cases} \text{Centrado} & \text{si } |Pe| < 2 \\ \text{Upwind} & \text{si } |Pe| > 2 \end{cases} \quad (34)$$

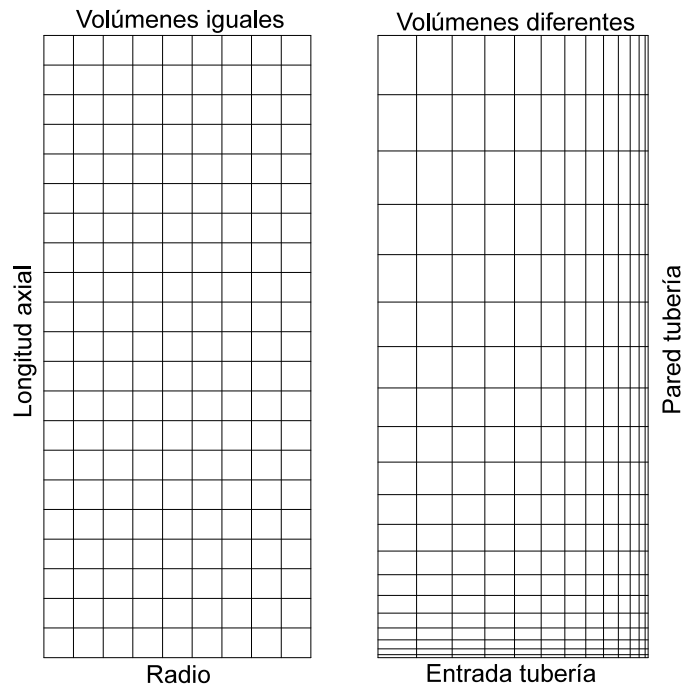
3.2.2 Dominio Densificado

El caso de estudio en este trabajo corresponde a una tubería de producción de crudo, en la cual la longitud axial es mucho mayor que el radio de la misma. Este hecho conlleva a que se obtengan dispersiones en la solución numérica en la entrada de la tubería. Por lo tanto, para evitar este problema bien se pueden

considerar tantos elementos como sean necesarios hasta eliminar esta dispersión lo cual se traduce directamente en un mayor costo computacional o se puede considerar un menor número de elementos en el dominio pero densificando su número en la zona donde se presenta el problema, como se muestra en la Figura 13.

De la misma forma en este problema de deposición de parafinas, los fenómenos de transporte de masa y energía de interés se encuentran en la vecindad de la pared de la tubería. Por lo tanto, para reducir el costo computacional y obtener una solución suficientemente exacta, es necesario densificar el dominio construyendo más elementos en estas regiones de interés, como se muestra en la Figura 13.

Figura 13. Discretización con volúmenes iguales y volúmenes densificados a la entrada de la tubería y la pared.

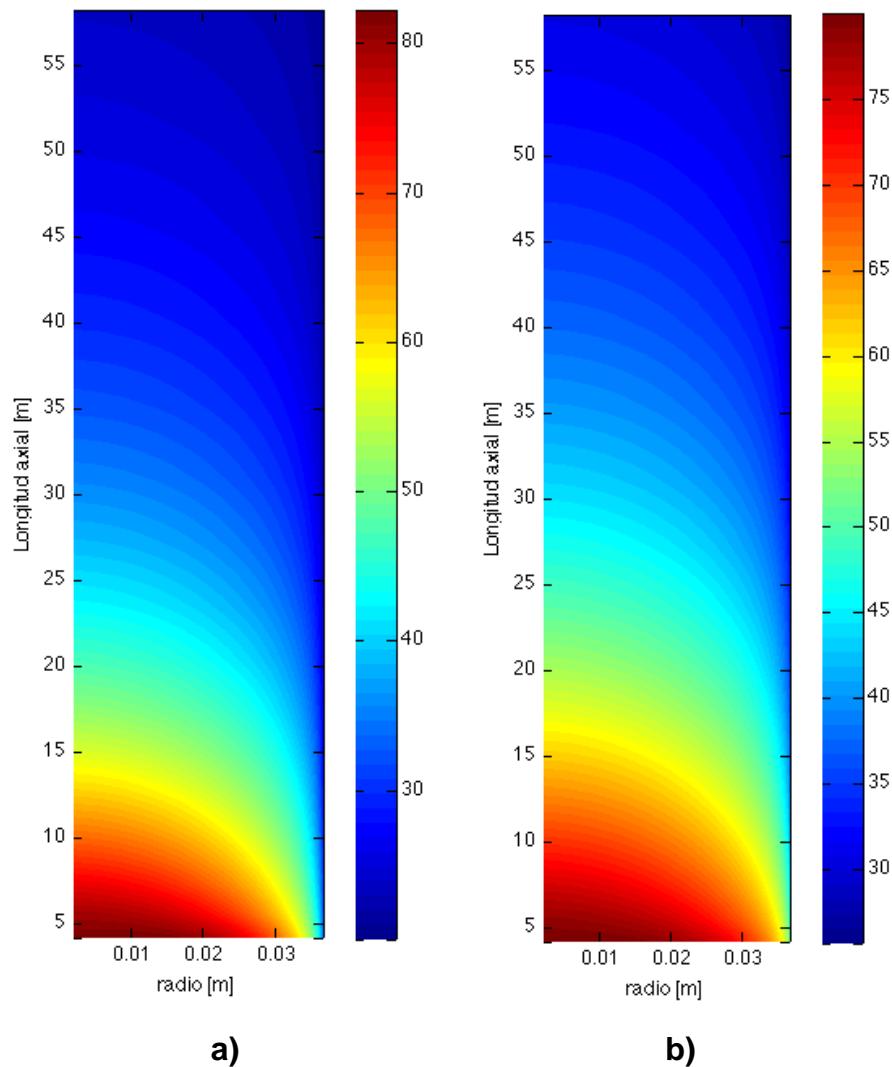


Fuente: El autor.

Después de aplicar el método de volúmenes finitos se pueden obtener soluciones como las mostradas en la Figura 14, donde se presenta la solución del balance de

energía para un fluido que fluye en una geometría cilíndrica bajo dos condiciones de frontera sobre la pared de la tubería, una donde se considera un valor constante y otra con un perfil.

Figura 14. Solución del balance de energía para un fluido que fluye por una geometría cilíndrica considerando (a) un valor de temperatura constante y (b) un perfil de temperatura en la frontera derecha.

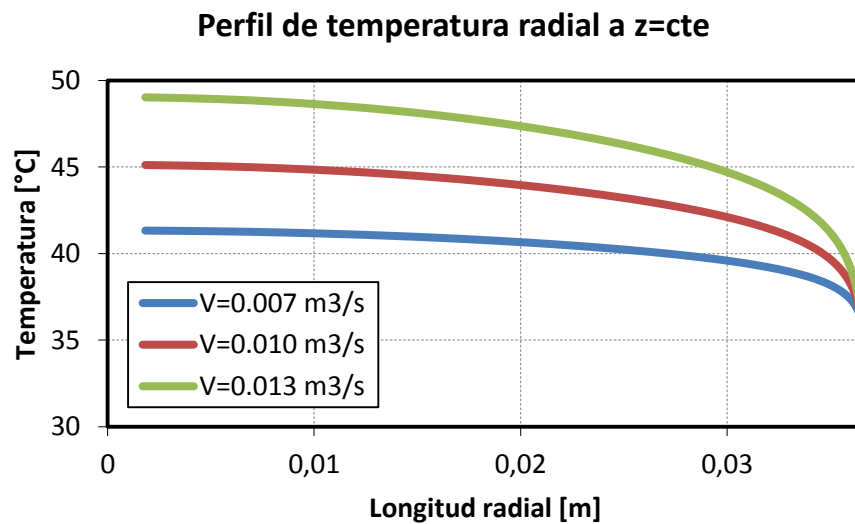


Fuente: El autor.

Así mismo la Figura 15 presenta otra solución donde se observan tres perfiles de radiales de temperatura en donde es evidente que el aumento en la velocidad de

flujo conlleva un aumento en el gradiente de temperatura, y en el caso de estudio en este trabajo, un aumento en el gradiente de concentración. Es decir, que las altas tasas de flujo permiten un mayor transporte de parafinas al interior del depósito, lo cual se traduce en un incremento en el tamaño del espesor del depósito.

Figura 15. Perfiles radiales de temperatura a diferentes tasas de flujo en una misma posición axial.



Fuente: El autor.

3.3 DISCRETIZACIÓN BALANCES DE MASA EN LA INTERFASE Y EN EL DEPÓSITO

Como se mencionó en el capítulo 1, el espesor del depósito y la fracción de parafina son las variables que se obtienen al dar solución al modelo propuesto por Singh *et al.* (2000). Inicialmente el modelo resuelve los balance de energía y masa de la especie parafina representas por las Ecs. 1 y 2 sujetas a las condiciones de frontera dadas en las Ecs. 3 y 4 usando el método de volúmenes finitos como se explica en la sección anterior. Posteriormente, el espesor del depósito o la tasa de crecimiento de este, se obtiene como la diferencia entre el flux de moléculas de parafina transportadas desde el centro de la tubería hasta la interfase y las

transportadas al interior del depósito, de la cual se puede despejar una expresión para la tasa de crecimiento del depósito:

$$\frac{dr_i}{dt} = \frac{1}{-2\pi r_i F_w(t) \rho_{gel}} \left[2\pi r_i k_l [C_{wb} - C_{ws}(T_i)] - 2\pi r_i \left(-D_e \frac{dC_{ws}}{dr} \Big|_i \right) \right] \quad (35)$$

De esta manera la posición del depósito r_i es:

$$r_i(t)^{i+1} = r_i^i + \left[\frac{1}{-2\pi r_i F_w(t) \rho_{gel}} \left[2\pi r_i k_l [C_{wb} - C_{ws}(T_i)] - 2\pi r_i \left(-D_e \frac{dC_{ws}}{dr} \Big|_i \right) \right] \right] \Delta t \quad (36)$$

A partir de la Ec. 36 se puede obtener el espesor del depósito usando la siguiente expresión:

$$\delta(t) = R - r_i(t) \quad (37)$$

Como se puede ver de la Ec. 36, el modelo de Singh *et al.* (2000) requiere del cálculo del coeficiente de transferencia de masa (k_l) el cual puede ser estimado a partir de la definición del número de Sherwood.

$$Sh = \frac{-2r_i \frac{\partial C}{\partial r} \Big|_{int}}{C_b - C_{dep}} = \frac{2r_i k_l}{D_{wo}} \quad (38)$$

Donde C_b es la concentración de parafinas en el centro de la tubería, C_{dep} es la concentración de parafinas en la interfase sólido-líquido, tomada como la concentración del depósito, y $\frac{dC}{dr}$ es gradiente de concentración de parafinas evaluado en la interfase fluido-sólido; este último obtenido al dar solución al balance de masa en el fluido. De esta manera, el coeficiente de transferencia de masa se calcula como se indica a continuación:

$$k_l = \frac{-D_{wo} \left. \frac{dC}{dr} \right|_{int}}{C_b - C_{dep}} \quad (39)$$

Para el caso del balance de masa en el depósito permite el cálculo de la fracción de parafina en su interior:

$$\pi \rho_{gel} (R^2 - r_i^2) L \frac{dF_w}{dt} = 2\pi r_i L \left(-D_e \left. \frac{dC_{ws}}{dr} \right|_i \right) \quad (40)$$

Por lo tanto del cambio de fracción de parafina en el depósito es:

$$\frac{dF_w}{dt} = \frac{2\pi r_i L \left(-D_e \left. \frac{dC_{ws}}{dr} \right|_i \right)}{\pi \rho_{gel} (R^2 - r_i^2) L} \quad (41)$$

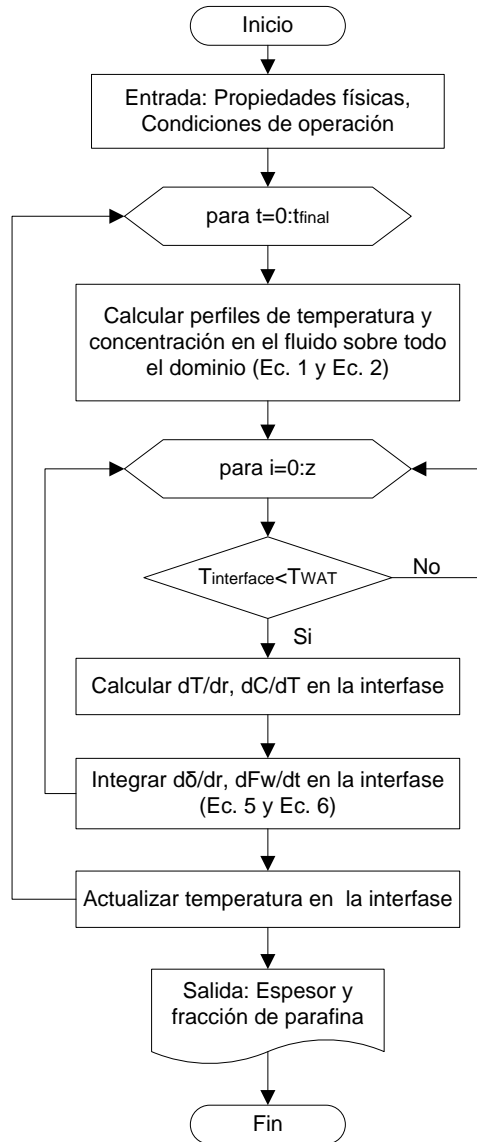
Y la fracción de parafina es:

$$F_w^{i+1} = F_w^i + \left[\frac{2\pi r_i L \left(-D_e \left. \frac{dC_{ws}}{dr} \right|_i \right)}{\pi \rho_{gel} (R^2 - r_i^2) L} \right] \Delta t \quad (42)$$

3.4 ALGORITMO DE SOLUCIÓN

El algoritmo de solución propuesto para la solución de las Ecs. 1 a 6 se resume en la Figura 16. La solución inicia introduciendo las propiedades físicas del crudo y las condiciones de operación del pozo de estudio como se muestra en la Tabla 6.

Figura 16. Algoritmo de solución para el modelo de deposición de parafinas.



Fuente: El autor.

Seguidamente se resuelven los balances de energía (Ec. 1) y masa (Ec. 2) en el fluido y se obtienen los perfiles de concentración y temperatura sobre todo el dominio. Seguidamente se procede a evaluar la temperatura sobre la pared de la tubería y si se encuentra que esta es inferior al WAT de la mezcla de crudo, se procede a calcular el gradiente de concentración y temperatura en esta posición. Luego se resuelve el balance de masa en el depósito (Ec. 5) y en la interfase fluido-gel (Ec. 6) y se obtiene el espesor del depósito y la fracción de parafina en

esta posición. Este procedimiento se repite sobre todo el dominio axial de la tubería es decir desde $L=0$ hasta $L=z$.

Tabla 6. Datos de entrada requeridos para dar solución al modelo de deposición.

Condiciones de operación	Diámetro tubería
	Longitud de la tubería
	Temperatura inicial (Yacimiento)
	Temperatura de la pared (Perfil de temperatura)
	Tasa de flujo
Propiedades del crudo	Densidad, Viscosidad, Capacidad calorífica
	Solubilidad de las parafinas en el crudo
	Concentración de parafinas en el crudo

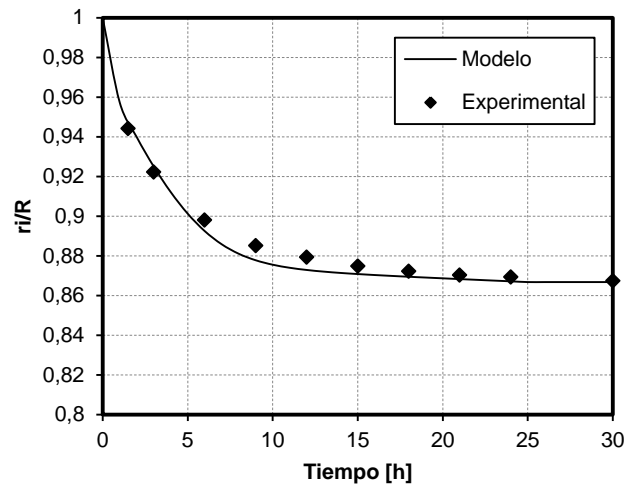
Fuente: El autor.

Finalmente, el proceso se repite durante el tiempo que se haya decidido evaluar el depósito, no sin antes actualizar la temperatura en la interfase fluido-gel ya que esta aumenta conforme el depósito crece. De esta manera se obtienen los perfiles de espesor y fracción de parafina en el sistema evaluado. El código computacional utilizado para realizar los cálculos descritos anteriormente fue escrito lenguaje de programación C++ y se presenta en el Anexo F.

3.5 VALIDACIÓN DEL MODELO IMPLEMENTADO

Con el fin de validar los resultados numéricos obtenidos para el cambio de espesor y contenido de cera del depósito en el tiempo, se graficaron los resultados numéricos obtenidos con el modelo implementado en este trabajo y los resultados experimentales reportados por Singh *et al.* (2000). En las Figuras 17 y 18 se presentan la variación del espesor del depósito en función del tiempo y la fracción de parafina que lo constituyen, respectivamente. El cambio de espesor corresponde a la manera como se satura la tubería con parafinas a medida que transcurre el tiempo, es decir el cambio de radio del tubo debido a las parafinas depositadas en las paredes (r_i/R) respecto al radio interno de la tubería.

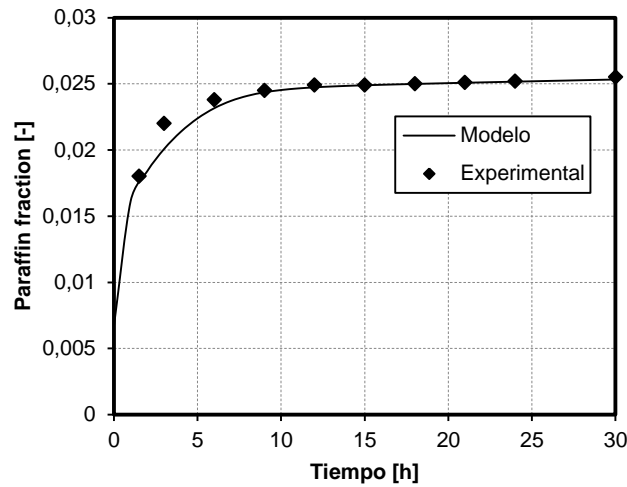
Figura 17. Comparación resultados experimentales reportados por Singh et al., (2000) con el modelo implementado (variación del espesor del depósito).



Fuente: El autor.

De manera general se observa que hay un buen acuerdo entre ambos conjuntos de resultados obteniéndose un error absoluto máximo del 0.83% para el caso del espesor del depósito, mientras que en la fracción del depósito el error alcanzó un máximo de 2.8%. Estos bajos errores evidencian que el modelo implementado describe el comportamiento de la deposición de parafinas en este sistema bajo estas condiciones de operación. Sin embargo, es necesario evaluar el comportamiento de estas mismas variables bajo diferentes condiciones de operación. Con este fin, se evaluó el efecto del cambio en la tasa de flujo sobre el espesor del depósito y los resultados son mostrados en la Figura 19.

Figura 18. Comparación resultados experimentales reportados por Singh *et al.* (2000) con el modelo implementado (Fracción de parafina en el depósito).

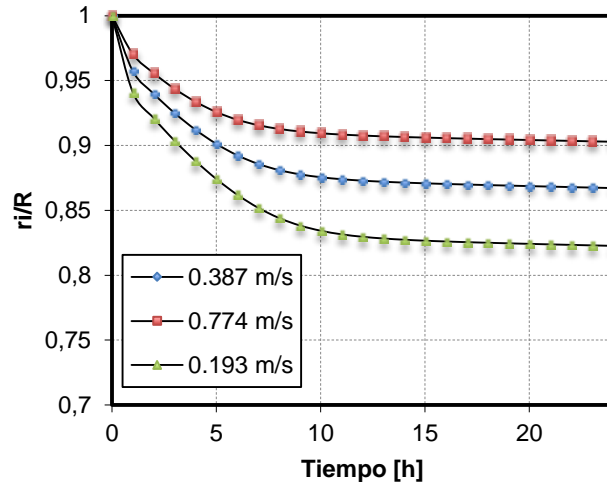


Fuente: El autor.

En esta se observa un aumento en el espesor cuando la tasa de flujo es menor, mientras que cuando la tasa de flujo es mayor, el espesor del depósito disminuye. Este comportamiento era el esperado debido a que el aumento de la velocidad del fluido, reduce el gradiente de temperatura y a su vez el gradiente de concentración a lo largo de la tubería reduciendo así el espesor del depósito. Y el efecto contrario cuando la velocidad disminuye.

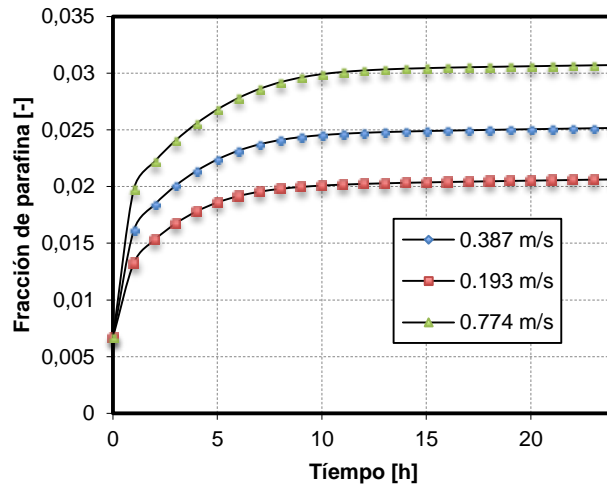
Para el caso del efecto del cambio en la tasa de flujo sobre el contenido de parafina en el depósito, la Figura 20 muestra que cuando la tasa de flujo es mayor la fracción de parafina también lo es, y lo contrario cuando la tasa de flujo es menor. Esto coincide con la teoría descrita anteriormente donde las altas tasas de flujo permiten una mayor transferencia de masa desde la interfase fluido-gel hacia el depósito.

Figura 19. Efecto de la tasa de flujo sobre el espesor del depósito. Resultados obtenidos de la implementación del modelo usando datos de Singh *et al.* (2000).



Fuente: El autor.

Figura 20. Efecto de la tasa de flujo sobre la fracción de parafina dentro del depósito. Resultados obtenidos de la implementación del modelo usando datos de Singh *et al.* (2000).

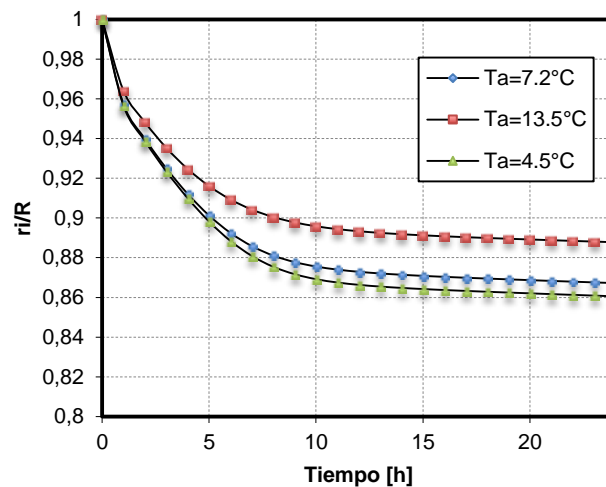


Fuente: El autor.

En la Figura 21 se muestra el efecto de la temperatura de pared sobre el espesor del depósito, en esta se observa que cuando la temperatura de la pared disminuye, el espesor del depósito se incrementa, y el efecto contrario cuando la temperatura incrementa. Este resultado coincide con el reportado por Singh *et al.*

(2000) y se debe a que cuando la temperatura de la frontera (pared) es menor, el gradiente de temperatura entre esta y el centro de la tubería se hace más grande y a su vez, el gradiente de concentración, lo cual permite que el espesor del depósito se haga más grande. Por tal motivo, cuando la temperatura de la pared es más baja, el espesor del depósito es más grande.

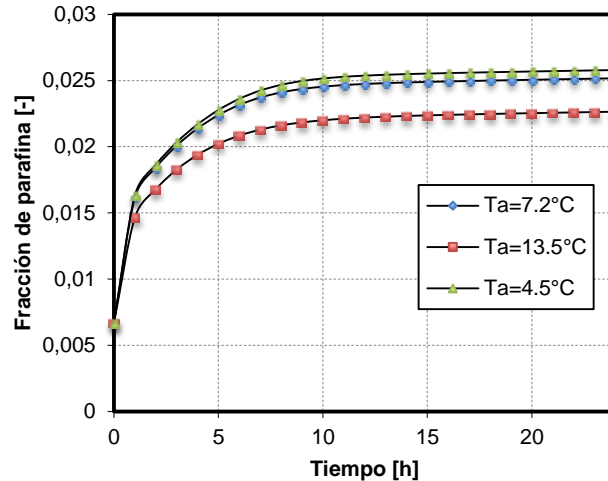
Figura 21. Efecto de la temperatura de la pared sobre el espesor del depósito. Resultados obtenidos de la implementación del modelo usando datos de Singh *et al.* (2000).



Fuente: El autor.

El efecto de la temperatura de la pared sobre el contenido de parafina del depósito se muestra en la Figura 22. En esta se observa que cuando la temperatura de la superficie de la tubería es más baja, el contenido de parafina dentro del depósito se incrementa y caso contrario cuando la temperatura es más alta. Esto se debe a que cuando la temperatura de la pared es más baja, el gradiente de concentración que se establece entre el centro de la tubería y la interfase fluido-gel se incrementa, lo cual facilita un mayor transporte de parafinas hacia el interior del depósito.

Figura 22. Efecto de la temperatura de pared sobre la fracción de parafina dentro del depósito. Resultados obtenidos de la implementación del modelo usando datos de Singh *et al.* (2000).



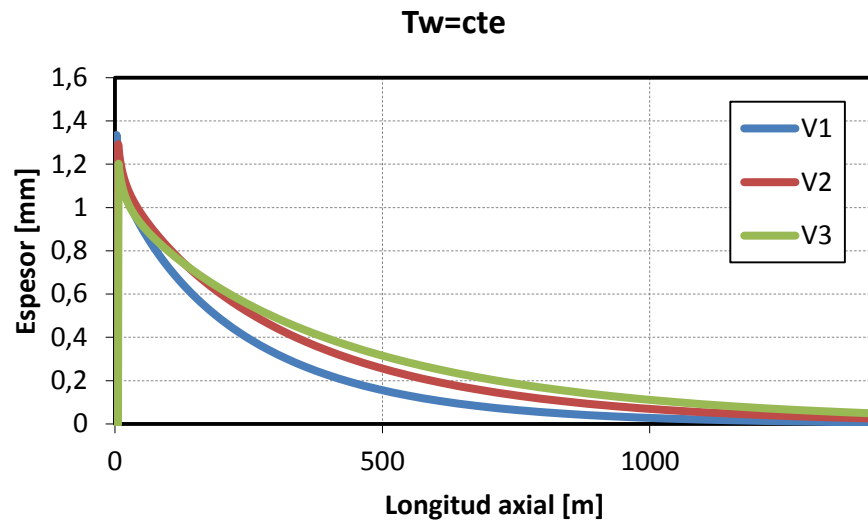
Fuente: El autor.

Los resultados anteriormente mostrados permiten concluir que el modelo ha sido correctamente implementado bajo condiciones de régimen laminar.

3.6 ANÁLISIS DE LA CONDICIÓN DE FRONTERA EN LA PARED DEL TUBO SOBRE LA FORMACIÓN DEL DEPÓSITO

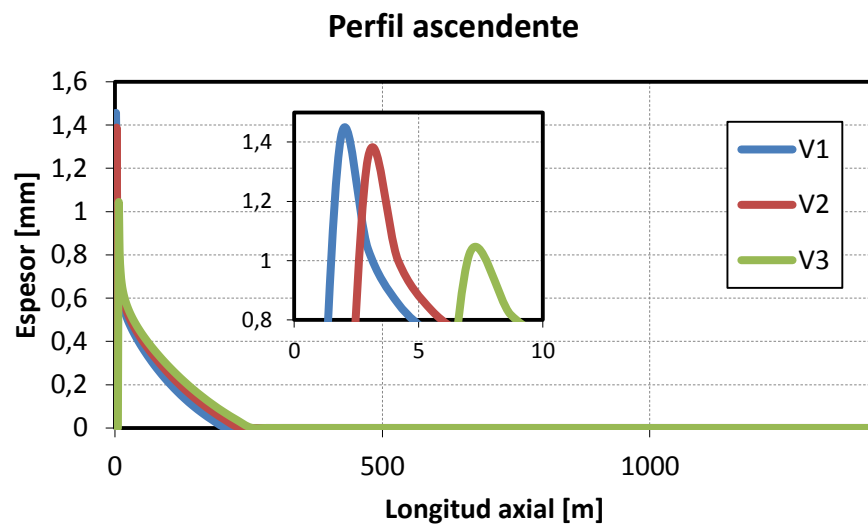
La **Figura 23**, presenta la grafica para el espesor del depósito versus la longitud axial de la tubería, para el caso con condiciones de frontera de temperatura constante. Esta figura muestra que el valor máximo de espesor del depósito tiende a disminuir ligeramente mientras que la longitud axial del depósito tiende a incrementar conforme la velocidad promedio del crudo incrementa. Un compartamiento similar del valor máximo de espesor del depósito versus la velocidad promedio del crudo es observado en la **Figura 24** para el caso de la condición de frontera en la pared con valor de temperatura ascendente. No obstante, en este caso se observa que el depósito solo se forma en una distancia de aproximadamente 200m, punto en el cuál el crudo alcanza un valor de temperatura igual o superior a la WAT.

Figura 23. Espesor del depósito para el caso de temperatura constante en la pared.



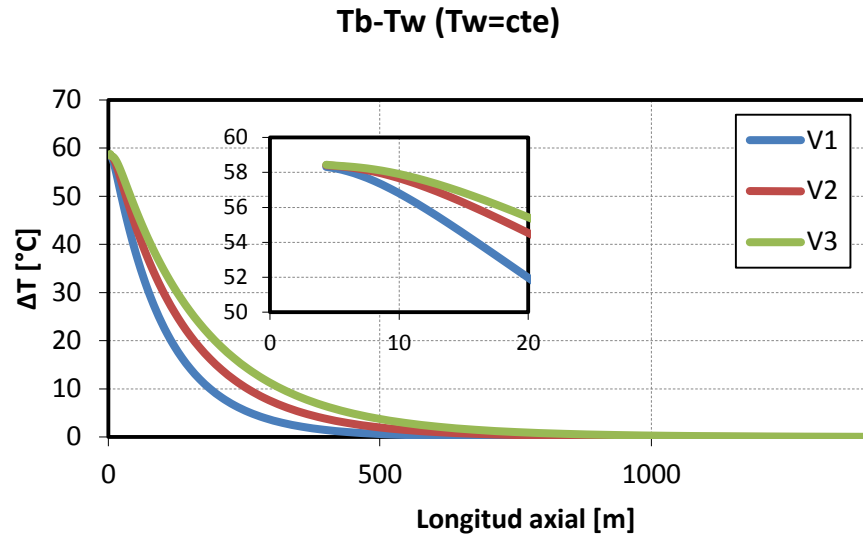
Fuente: El autor.

Figura 24. Espesor del depósito para el caso de perfil de temperatura ascendente.



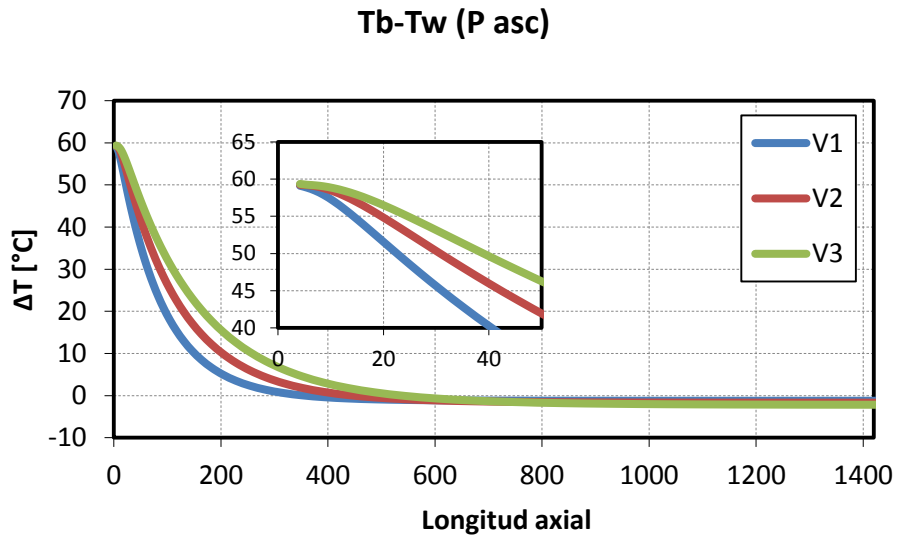
Fuente: El autor.

Figura 25. Diferencia de temperatura entre el bulk y la pared para el caso de temperatura constante en la pared.



Fuente: El autor.

Figura 26. Diferencia de temperatura entre el bulk y la pared para el caso de perfil de temperatura ascendente.



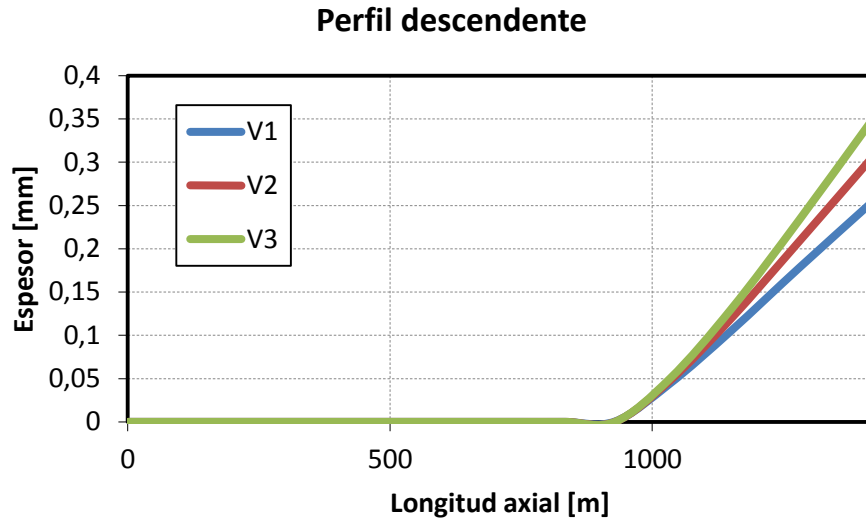
Fuente: El autor.

La dependencia del espesor del depósito sobre la velocidad promedio del flujo (o el flujo volumétrico) se puede explicar para el caso de la pared del tubo a

temperatura constante, a partir de los resultados graficados en la Figura 25, donde se muestra el gradiente de temperatura entre la pared y la temperatura del fluido ubicado en $r=0$. De esta figura se hace claro que el gradiente de temperatura entre la pared y el fluido (y por consiguiente el de concentración), tiende a cero en una distancia más corta medida desde el punto donde el fluido alcanza la WAT, a bajos valores de velocidad promedio, generando un depósito de parafinas más corto. Por el contrario, el incremento de la velocidad de flujo genera que el gradiente de temperatura entre la pared del tubo y el fluido tienda a cero de una manera más lenta respecto a la longitud axial del tubo donde se alcanzó la WAT, lo que favorece la formación del depósito.

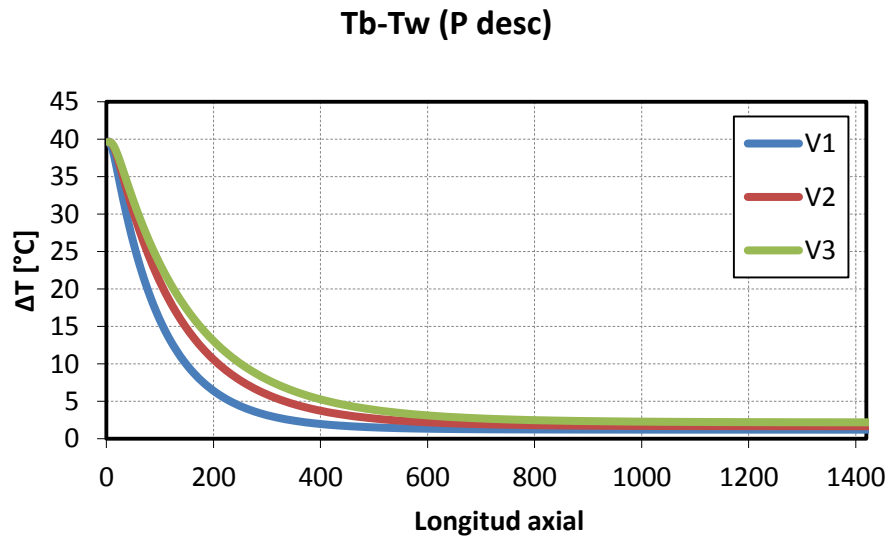
Por otro lado, un análisis de la Figura 26; la cual muestra los gradientes de temperatura versus la longitud axial de la tubería para el caso de temperatura de pared ascendente, permite hacer las siguientes observaciones. El gradiente de temperatura negativo indica que el crudo inicia su recorrido a una temperatura menor a la WAT lo cual propicia la formación del depósito. No obstante, el crudo en su trayecto hacia la superficie tiende a incrementar su temperatura para cumplir con la temperatura impuesta sobre la pared. En este caso y al igual que el caso anterior, el fluido llegará a esta temperatura en una longitud axial corta o larga dependiendo de la velocidad promedio de flujo. Es decir, si la velocidad promedio de flujo es baja el crudo alcanzará la temperatura de la pared en un tramo de longitud axial más corto que para el caso de mayores velocidades de flujo. No obstante, si el crudo logra alcanzar la temperatura de solubilidad de las parafinas el proceso de deposición se detendría.

Figura 27. Espesor del depósito para el caso perfil de temperatura descendente.



Fuente: El autor.

Figura 28. Diferencia de temperatura entre el bulk y la pared para el caso de perfil de temperatura descendente.



Fuente: El autor.

Del mismo modo la Figura 27 muestra datos del espesor del depósito versus la longitud axial de la tubería para tres valores de flujo volumétrico usando como condición de frontera en la pared del tubo un perfil de temperatura lineal

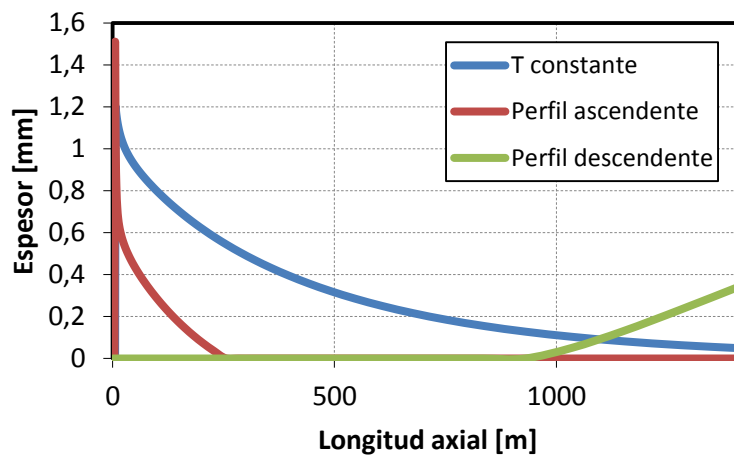
descendente. A diferencia de los casos anteriores, se evidencia que el valor máximo de espesor del depósito y su longitud, incrementan conforme incrementa el valor del flujo volumétrico. Este hecho contrasta con lo expuesto anteriormente en los casos cuando la temperatura de la frontera es constante o cuando se consideró un perfil de temperatura ascendente en la pared.

Una posible explicación para este comportamiento con respecto a la velocidad de flujo, puede ser dada si se tiene en cuenta que en este caso el orden de magnitud de término convectivo se mantiene constante mientras que el término de difusión de energía en dirección radial disminuye apreciablemente ya que el gradiente de temperatura al inicio de la formación del depósito es aproximadamente 20°C menor al de los dos casos estudiados previamente (ver Figura 28). En este caso, el gradiente de temperatura y a su vez el de concentración disminuyen con el aumento de la velocidad de flujo, por el hecho de que a medida que el crudo asciende hacia la superficie, este va disminuyendo su temperatura, por lo tanto si su velocidad es más alta, esta transferencia se extiende sobre una mayor parte de la tubería, incrementado así la capa de depósito, en contraste cuando la velocidad es baja, esta transferencia de masa y energía disminuye y el depósito se hace más pequeño como se muestra en la Figura 28.

Finalmente la Figura 29 presenta graficas del espesor de depósito versus longitud axial que se obtienen al considerar cada una de las tres condiciones de frontera mencionadas anteriormente para la misma velocidad de flujo. En esta se observa que cuando la temperatura es constante en la pared o se considera un perfil de temperatura ascendente, el espesor de la capa de parafina toma la misma forma, es decir disminuye su espesor desde la entrada de la tubería hasta la salida, extendiéndose más sobre la tubería cuando la temperatura es constante. Sin embargo, cuando se considera un perfil de temperatura descendente la capa de parafina se genera unos metros más adelante en relación a los otros casos estudiados con un valor de espesor máximo menor con relación a los obtenidos

bajo las otras condiciones de frontera lo que muestra que este último caso genera un problema de deposición de parafinas menos severo. Una explicación para la menor masa de parafina depositada es que para este caso la magnitud del gradiente de temperatura máximo presentado fue aproximadamente de 20°C inferior al de los otros casos lo que genera un menor gradiente de concentración en dirección radial y por consiguiente un menor flujo de parafinas hacia el interior del depósito.

Figura 29. Distintos espesores de depósito para distintas condiciones de frontera en la pared de la tubería.



Fuente: El autor.

Por otra parte, se debe mencionar que no es posible comparar el espesor que se obtiene cuando la temperatura es constante con los casos de los perfiles ascendente y descendente; ya que dependiendo de que tan distante se encuentre la temperatura en la pared del límite de solubilidad de la mezcla de crudo, así será el tamaño del depósito. No obstante, debido a que en los casos de los perfiles se aseguró que el gradiente axial de temperatura fuera el mismo (20°C), estos sí son comparables. Por lo tanto, en el caso del perfil ascendente el valor máximo de espesor es mayor que el caso descendente como se observa en la Figura 29. Esto se debe a que en el caso ascendente, el fluido sufre un cambio drástico de

temperatura en la entrada de la tubería e inmediatamente alcanza el límite de solubilidad de la mezcla, lo cual hace que el gradiente de temperatura sea más grande y en consecuencia el tamaño sea mayor; mientras que en el caso descendente el cambio no es tan drástico y el fluido no alcanza el límite de solubilidad inmediatamente a la entrada de la tubería sino que lo hace más adelante cuando los gradientes de temperatura ya se han reducido.

Sin embargo si se comparan las dimensiones de los depósitos y no los valores máximos de espesor mediante la integración de estas curvas, se tiene que el tamaño del depósito en el caso descendente es ligeramente mayor (aprox. 1,2 veces) que el que se forma en el caso ascendente como se observa en la Figura 29. Por lo tanto, si bien ocurre una mayor deposición de parafina sobre la tubería en el caso descendente, el depósito se hace más alto en el caso ascendente lo cual es más nocivo para la tubería.

3.7 IMPLEMENTACIÓN CAMPO COLORADO

El campo colorado se encuentra ubicado en el municipio de San Vicente de Chucurí y de acuerdo con el atlas climático de Colombia (IDEAM , 2005), este municipio cuenta con una estación climatológica ordinaria que recopila datos de temperatura y precipitación. En este atlas se registra la temperatura promedio, promedio mínima y promedio máxima del municipio y estas se presentan en la Tabla 7. En este trabajo se asumió la temperatura del suelo igual a la del ambiente despreciando el efecto que tiene la radiación solar durante el día y la baja en la temperatura en la noche. Por lo tanto, los valores de temperatura ambiente son fundamentales teniendo en cuenta que a partir de estos se consideró el inicio en el incremento de la temperatura a medida que se desciende en el suelo como consecuencia del gradiente geotérmico.

Tabla 7. Temperaturas medias del municipio de San Vicente de Chucurí (2005).

Temperatura media mínima	19,1°C
Temperatura media	21,9°C
Temperatura media máxima	25,5°C

Fuente: IDEAM

Estas temperaturas permiten identificar tres escenarios sobre los cuales se llevaron a cabo los cálculos posteriores. Es importante aclarar que si la temperatura en superficie es superior al límite de solubilidad de las parafinas, no se presentarán problemas asociados con la deposición de parafinas. El perfil de temperatura utilizado para obtener los resultados para el campo Colorado corresponde al gradiente geotérmico promedio (Forrest J *et al.*, 2007) es decir 1°F por cada 100 pies de profundidad.

3.7.1 Pozo Colorado 40

Las propiedades físicas y condiciones de operación del pozo C40 se resumen a continuación en la Tabla 8.

Tabla 8. Propiedades físicas y condiciones de operación del pozo C40.

Parámetro	Valor
Radio interno de la tubería	0,036[m]
Longitud de la tubería	1418,21[m]
Temperatura yacimiento	78,889 [°C]
Temperatura de la pared	Gradiente geotérmico
WAT	29 [°C]
Densidad del crudo	797,2 [kg/m ³]
Capacidad calorífica del crudo	2300 [J/kg K]
Conductividad térmica del crudo	0,1 [W/m K]
Conductividad térmica de la parafina	0,25 [W/m K]
Arena productora	C

Fuente: Ariza. E. (2008)

A partir de una prueba de DSC realizada a una muestra de crudo muerto proveniente del pozo C40 se determinó que el límite de solubilidad de las parafinas es 29°C, es decir que si la temperatura en la superficie es superior a esta temperatura no se presentarán problemas de deposición de parafinas.

La producción promedio diaria de crudo en cada mes durante el año 2012 se muestra en la Tabla 9. En esta se puede ver que la máxima producción se alcanzó en el mes de marzo con una producción de 28,77 bbl/día, mientras la producción mínima fue de 16,04 bbl/día en el mes de abril. Igualmente, el promedio mensual de producción fue de 22 bbl/día.

Tabla 9. Producción promedio diaria de crudo por mes para el pozo C40 durante el año 2012.

Periodo	Promedio Prod. Crudo [bbl/día]
ene-12	18,81
feb-12	27,44
mar-12	28,77
abr-12	16,05
may-12	22,50
jun-12	26,95
jul-12	21,08
ago-12	20,29
sep-12	25,97
oct-12	19,20
nov-12	18,66
dic-12	18,36
Promedio	22,00

Fuente: Campo Escuela Colorado

Debido a que las variables que eventualmente podrían cambiar y que hacen parte de las condiciones iniciales del modelo son la temperatura en superficie y la tasa de flujo de crudo, se plantearon nueve escenarios a partir de tres condiciones

diferentes de cada una de estas variables, como se muestra en la Tabla 10. En cada uno de estos casos se evalúa y compara el espesor del depósito.

Tabla 10. Casos de estudio para el pozo colorado 40.

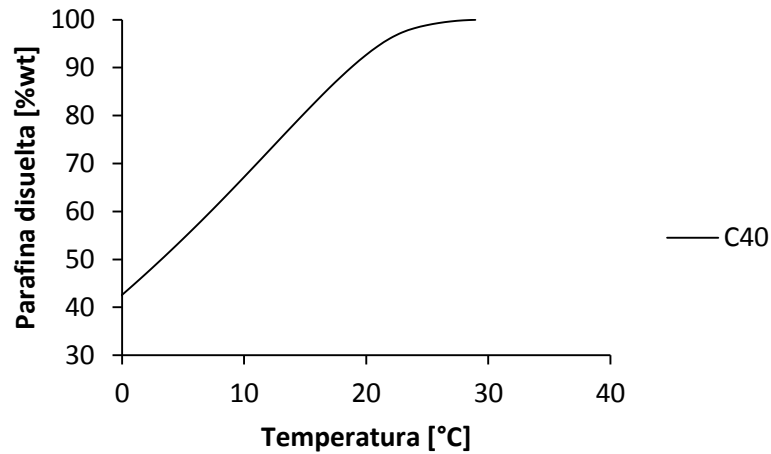
		Temperatura en superficie [°C]		
		19,1	21,9	25,5
Tasa de flujo [bbl/día]	16,05	Caso 1	Caso 2	Caso 3
	22,00	Caso 4	Caso 5	Caso 6
	28,77	Caso 7	Caso 8	Caso 9

Fuente: El autor.

Los casos de estudio corresponden a aquellos que abarcan las temperaturas promedio, promedio mínima y promedio máxima del municipio de San Vicente de Chucurí junto con tres valores de producción de crudo, los cuales corresponden a la producción mínima, máxima y promedio de acuerdo con la producción del año 2012; tiempo en el cual el campo estuvo abierto y en producción.

Otro parámetro necesario para calcular la deposición de parafinas es la curva de solubilidad de la mezcla, para esto se utilizó una prueba de DSC de una muestra de crudo muerto proveniente del pozo C40 a partir de la cual se obtuvo la curva de solubilidad tal como se describió en el capítulo 1, y se muestra a continuación en la **Figura 30**.

Figura 30. Curva de solubilidad de un crudo proveniente del pozo C40.

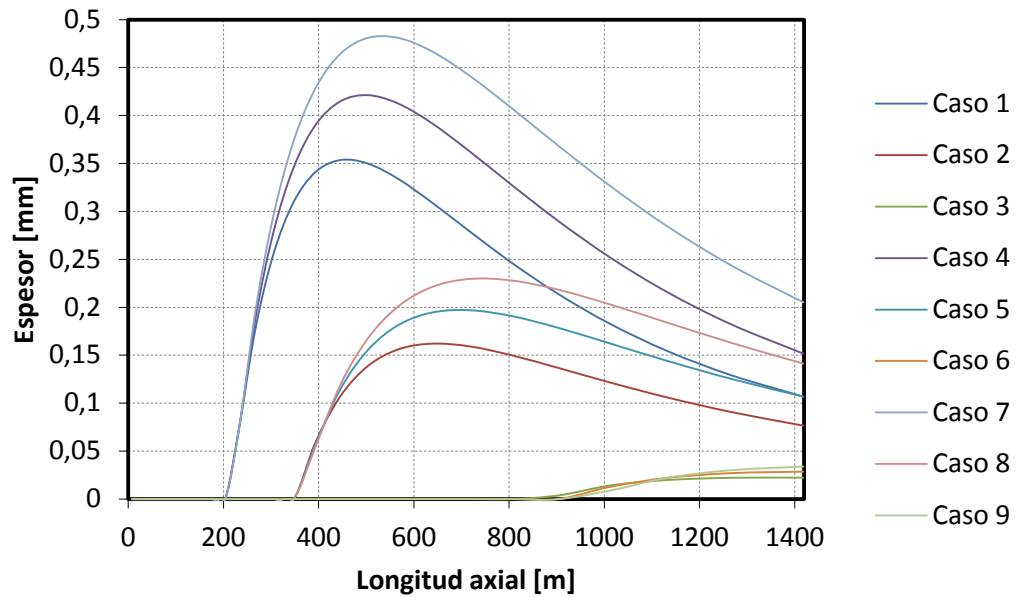


Fuente: El autor.

3.7.2 Resultados y Análisis Pozo C40

Se realizaron simulaciones para calcular la deposición sobre cada uno de los escenarios planteados anteriormente considerando 30 días de operación del pozo como se muestra en la Figura 31. En esta se observa que los depósitos inician su formación en tres puntos diferentes; los casos 1, 4 y 7 (temperatura superficie 19°C) inician a 234 m por encima del yacimiento, los casos 2, 5 y 8 (temperatura superficie 21,9°C) a 445 m por encima del yacimiento y los casos 3, 6 y 9 (temperatura superficie 25,5°C) lo hacen a 903 metros del yacimiento. Lo anterior se explica porque cuando la temperatura en superficie es más baja (19,1°C), el límite de solubilidad en la tubería se encuentra más cerca del yacimiento mientras cuando es más alta (25,5°C), este se desplaza hacia arriba como consecuencia del gradiente geotérmico del suelo.

Figura 31. Espesores de depósito para cada uno de los casos propuestos para el pozo C40 después de 30 días.



Fuente: El autor.

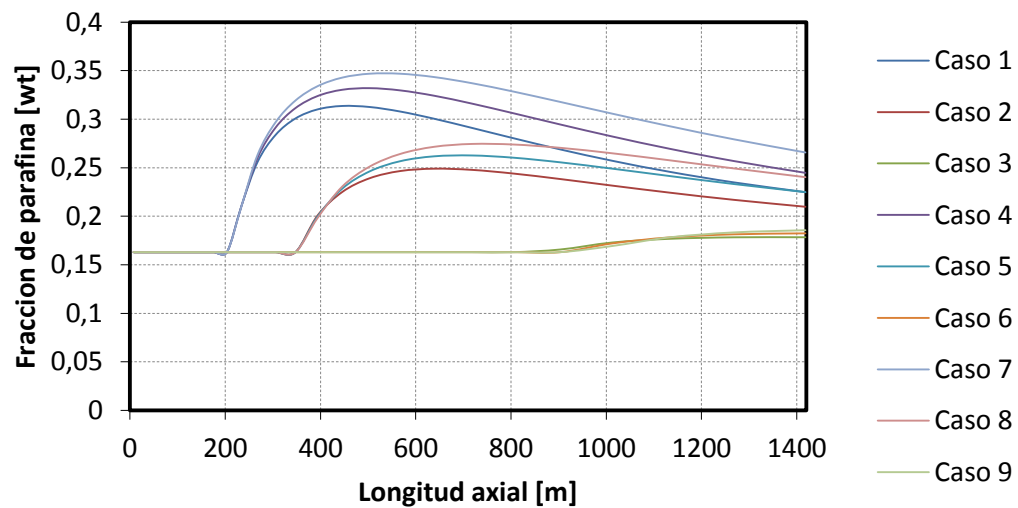
El depósito más grande dentro de los que se encuentran más cerca del yacimiento es el que corresponde al caso 7 con un espesor máximo de 0,48 mm, mientras que el caso 1 presenta el depósito más bajo con un espesor máximo de 0,35 mm. Esto evidencia el efecto de la velocidad de flujo sobre el espesor del depósito cuando se considera un perfil de temperatura descendente. Por lo tanto, el espesor es más grande cuando la tasa de flujo es más alta, es decir 28,77 bbl/día, (bbl, barriles de petróleo) mientras el espesor se reduce cuando la tasa de flujo es 16,05 bbl/día, es decir más baja.

Estas mismas tendencias en relación a la magnitud del flujo, se observan cuando la temperatura en superficie es más alta, es decir 25,5°C. En este caso, el máximo espesor del depósito es 0,03 mm cuando la tasa de flujo es 28,77 bbl/día y 0,02 mm cuando la tasa de flujo es 16,05 bbl/día.

Graficas que ilustran el incremento del espesor de la capa de depósito versus el tiempo para cada uno de los casos descritos en la Tabla 10 se presentan en el Anexo A. En estas se observa el cambio en el tamaño del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20 y 30 días y confirman los cambios descritos anteriormente.

El contenido de parafina en el interior del depósito formado en cada uno de los casos propuestos se presenta en la Figura 32. En esta se observa que los casos que corresponden a una temperatura en superficie de 19,1°C, es decir más baja, presentan más contenido parafínico que los que consideran una temperatura de 25,5 °C, es decir más alta. Por consiguiente, la baja temperatura en superficie permite que el límite de solubilidad de la mezcla se encuentre más cerca del yacimiento y de esta manera las diferencias de temperatura y concentración se acentúan permitiendo un mayor contenido parafínico en los depósitos.

Figura 32. Contenido de parafina de los depósitos para cada uno de los casos propuestos para el pozo C40 después de 30 días.



Fuente: El autor.

El máximo contenido de parafina dentro del depósito se presenta en el caso 7 con una fracción másica máxima de 0,34, donde la temperatura en superficie es la

más baja mientras la tasa de flujo corresponde a la más alta. Caso contrario presenta el caso 3 donde la temperatura en superficie es de 25,5°C y la tasa de flujo es de 16,05 bbl/día, en este la fracción de parafina alcanza una fracción másica de 0.18, es decir el valor más bajo. Es de resaltar que estas tendencias son contrarias a las revisadas en el estado del arte (Lee 2007, Huang *et al*, 2011) ya que estos análisis realizados han sido hechos principalmente para pozos ubicados costa afuera caso contrario a los aquí reportados.

Por otro lado, el cambio en el tiempo de la fracción de parafina en cada uno de los casos se presenta en el Anexo B. En estas se presenta la fracción másica después de 1, 2, 5, 10, 20 y 30 días y confirman los cambios descritos anteriormente.

3.7.3 Pozo Colorado 25

Las propiedades físicas y condiciones de operación del pozo C25 se resumen en la Tabla 11.

Tabla 11. Propiedades físicas y condiciones de operación del pozo C25.

Parámetro	Valor
Radio interno de la tubería	0,036[m]
Longitud de la tubería	665 [m]
Temperatura yacimiento	45,556 [°C]
Temperatura de la pared	Gradiente geotérmico
WAT	17,7 [°C]
Densidad del crudo	797,2 [kg/m ³]
Capacidad calorífica del crudo	2300 [J/kg K]
Conductividad térmica del crudo	0,1 [W/m K]
Conductividad térmica de la parafina	0,25 [W/m K]
Arena productora	B

Fuente: Ariza. E., (2008)

La producción promedio diaria de crudo en cada mes durante el año 2012 se muestra en la Tabla 9. En esta se observa que la máxima producción se alcanzó en el mes de mayo con una producción de 4,35 bbl/día, la producción mínima fue de 3,59 bbl/día en el mes de noviembre, mientras la producción promedio fue de 3,93 bbl/día. Nótese que estas tasas de flujo son mucho más bajas en comparación con las del pozo C40.

Tabla 12. Producción promedio diaria de crudo por mes para el pozo C25 durante el año 2012.

Periodo	Promedio Prod. Crudo [bbl/día]
ene-12	4,28
feb-12	4,23
mar-12	3,82
abr-12	4,13
may-12	4,35
jun-12	3,86
jul-12	4,07
ago-12	3,71
sep-12	3,74
oct-12	3,67
nov-12	3,59
dic-12	3,74
Promedio	3,93

Fuente: Campo Escuela Colorado

Para el pozo C25 no es posible considerar los mismos escenarios planteados para el pozo C40 debido a que el límite de solubilidad (WAT) es inferior a los promedios de temperatura en superficie considerados, y en consecuencia, no se presentaría deposición de parafinas en la tubería. Por lo tanto, se planteó arbitrariamente una única temperatura en superficie inferior al WAT del crudo aclarando que se hace con el fin de observar el comportamiento que sigue el depósito de parafinas en este pozo. Así mismo, es posible que eventualmente la temperatura en superficie

pueda disminuir hasta el escenario planteado o incluso inferior dependiendo de la temperatura ambiente u hora del día.

Por lo tanto de acuerdo con lo descrito anteriormente, se plantearon tres casos los cuales consideran las tasas de flujo menor, mayor y promedio haciendo énfasis en que estas son inferiores a las del pozo C40 y una única temperatura en superficie como se presenta en la Tabla 13.

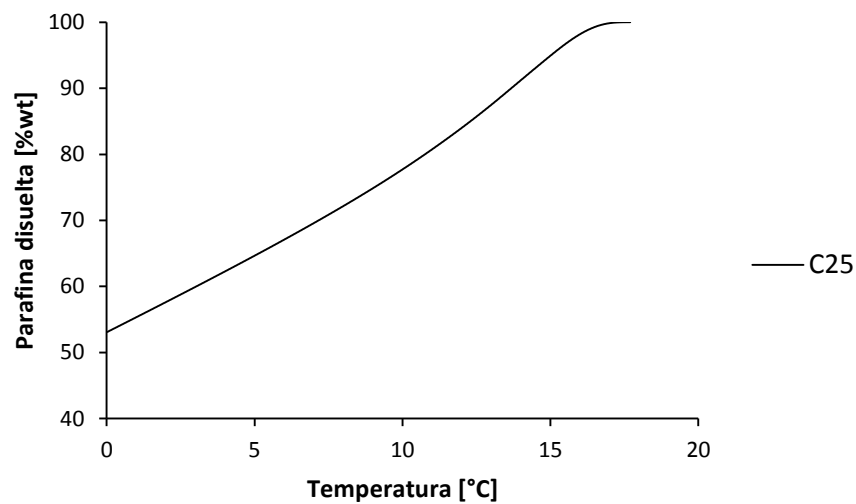
Tabla 13. Casos de estudio para el pozo C25.

		Temperatura en superficie [°C]
		15
Tasa de flujo [bbl/día]	3,59	Caso 1
	3,93	Caso 2
	4,35	Caso 3

Fuente: El autor

La curva de solubilidad para la el crudo proveniente del pozo C25 se presenta en la Figura 33 y fue obtenida a partir de una prueba de DSC.

Figura 33. Curva de solubilidad de un crudo proveniente del pozo C25.

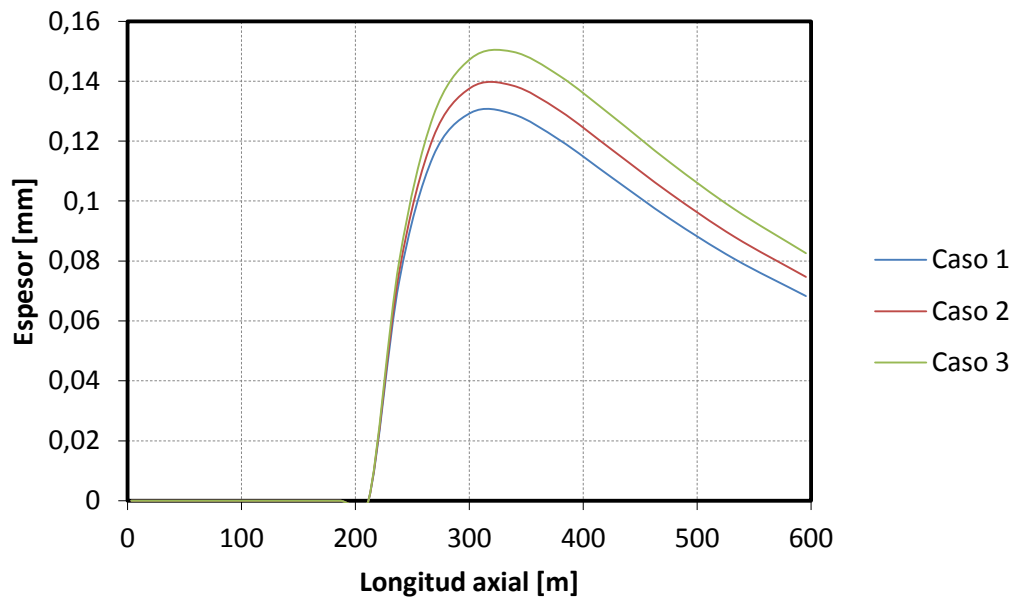


Fuente: El autor.

3.7.4 Resultados y Análisis Pozo C25

Se llevaron a cabo simulaciones para calcular la localización y tamaño del depósito de parafina considerando 30 días de producción del pozo para cada uno de los casos planteados anteriormente, los resultados se presentan en la Figura 34. En esta se observa que los depósitos inician su formación en el mismo punto, es decir 238 m arriba del yacimiento. Lo anterior se explica por el hecho de haber considerado una única temperatura en superficie (15°C) lo cual se traduce en un solo perfil de temperatura en todos los casos.

Figura 34. Espesores de depósito para cada uno de los casos propuestos para el pozo C25 después de 30 días.



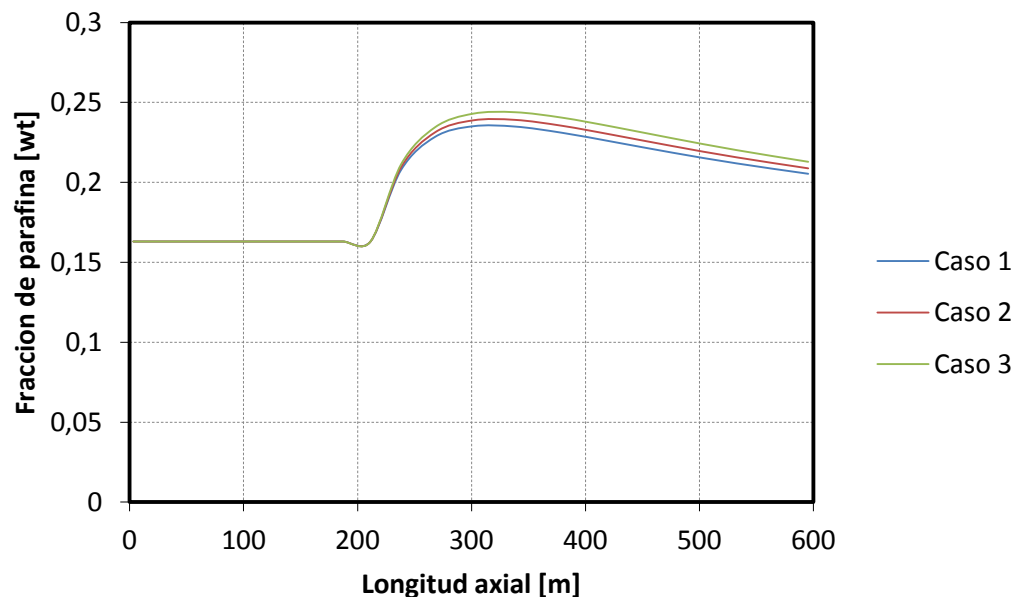
Fuente: El autor.

El depósito más grande corresponde al caso 3 con un espesor máximo de 0,15 mm, mientras que el caso 1 presenta el depósito más pequeño con un espesor máximo de 0.13 mm. Esto evidencia una vez más el efecto de la velocidad de flujo sobre el espesor del depósito cuando se considera un perfil de temperatura donde el espesor es más grande cuando la tasa de flujo es más alta es decir y más pequeño cuando la tasa de flujo es más baja.

Al igual que en caso del pozo C40, en el Anexo C se muestra el cambio en el tiempo de la capa de depósito para cada uno de los casos del pozo C25. En estas se observa el cambio en el tamaño del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20 y 30 días y confirman los cambios descritos anteriormente.

El contenido de parafina en el interior del depósito formado en cada uno de los casos propuestos se presenta en la Figura 35. En esta se observa que el máximo contenido de parafina dentro del depósito se presenta en el caso 3 con una fracción másica máxima de 0.24, el cual corresponde a la tasa de flujo más alta. Caso contrario presenta el caso 1 donde la tasa de flujo es más baja y la fracción de parafina alcanza una fracción, másica de 0.23, es decir el valor más bajo.

Figura 35. Contenido de parafina de los depósitos para cada uno de los casos propuestos para el pozo C25 después de 30 días.



Fuente: El autor.

El cambio en el tiempo de la fracción de parafina en cada uno de los tres casos se presenta en el Anexo D. En estas se presenta la fracción másica después de 1, 2, 5, 10, 20 y 30 días y confirman los cambios descritos anteriormente.

En síntesis, a partir de los resultados obtenidos en los pozos C40 y C25 del Campo Colorado, se observó que valores bajos de temperatura en superficie y altas tasas de flujo permiten la formación de depósitos más grandes con contenido de parafina más altos, en contraste, altas temperaturas en superficie y bajas tasas de flujo reducen el tamaño y contenido de parafina de los depósitos.

4. CONCLUSIONES

El modelo de deposición de parafinas seleccionado y formulado por Singh *et al.* (2000) fue implementado bajo las condiciones experimentales reportadas por el mismo autor, a partir de los cuales fue posible validar los resultados obtenidos en este trabajo y evidenciar el comportamiento que tienen las variables: tasa de flujo y temperatura de la pared de la tubería, sobre el espesor y fracción másica del depósito de parafinas.

El modelo implementado es válido para régimen de flujo laminar, con situaciones donde el espesor del depósito es despreciable en relación al radio del tubo, lo que permite asumir que la componente de velocidad radial es despreciable en comparación de la componente de velocidad axial. El modelo implementado asume un modelo cuasi estable ya que asume que el campo de flujo y de temperatura de la fase fluida es independiente del tiempo mientras que los balances de energía y masa para el depósito toman el término transitorio. No obstante, la suposición más crítica es la de despreciar la componente de velocidad ya que puede subestimar el espesor del depósito.

Se implementó el modelo de deposición de parafinas de Singh *et al.* (2000) bajo tres diferentes condiciones de frontera en la pared de la tubería dentro de las que se incluyen una con un valor de temperatura constante y dos que consideran un perfil de temperatura sobre esta. Se encontró que al considerar un valor de temperatura constante en la condición de frontera de la pared de la tubería y un perfil de temperatura ascendente (baja temperatura en la entrada y alta temperatura a la salida de la tubería) el espesor de la capa de parafina que se forma sigue el mismo comportamiento con las variaciones de la tasa de flujo. Es decir que, el aumento de la tasa de flujo reduce el espesor de la capa de parafina

pero esta se extiende sobre una distancia mayor de la tubería y caso contrario cuando la tasa de flujo aumenta.

Así mismo al considerar un perfil de temperatura donde la temperatura es más alta a la entrada y más baja a la salida de la tubería como condición de frontera en la pared, como sucede en el Campo Colorado, se encontró que el aumento de la tasa de flujo favorece el crecimiento de los depósitos, toda vez que los gradientes de temperatura y concentración se acentúan ante este aumento provocando un mayor transporte de masa en dirección radial.

El depósito de parafinas mostró ser más severo para el caso del pozo C40 en comparación con el C25; debido a que la tasa de producción que presenta el pozo C40 es más alta que la del pozo C20 y posiblemente también a que el contenido de parafina del crudo que fluye por el pozo C40; proveniente de la arena productora C, es ligeramente más alto que el crudo del pozo C25, el cual proviene de la arena productora B.

5. RECOMENDACIONES

Es recomendable realizar la implementación del modelo teniendo en cuenta la velocidad radial que puede presentar el fluido, ya que el transporte de masa se hace de manera radial, lo cual lleva asociada una velocidad en la misma dirección y en consecuencia, es posible que esta simplificación pueda llevar a subestimar el tamaño de los depósitos de parafina.

Realizar un estudio cinético para determinar la validez de la expresión para la velocidad de deposición que se usa en la ecuación de balance de especie en la fase fluida

Verificar experimentalmente el valor del calor liberado durante el proceso de solidificación de las parafinas con el fin de determinar el posible error en el que se puede incurrir al asumir el término de generación volumétrica igual a cero.

Para tener una mayor precisión a la hora de predecir el espesor y localización de los depósitos, es importante establecer el gradiente geotérmico correspondiente a la zona donde se encuentra ubicado el Campo Colorado ya que en este estudio solo fue posible utilizar el valor promedio.

Realizar una mayor caracterización de los crudos y pozos estudiados con el fin de obtener mayor precisión en las simulaciones del fenómeno de deposición.

BIBLIOGRAFÍA

Alcazar-Vara. L.A., Buenrostro-Gonzalez. E., Applications of Calorimetry in a Wide Context Differential Scanning Calorimetry, Isothermal Titration Calorimetry and Microcalorimetry, 2013. Chapter 11., 253-276.

Ariza, E., Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría en Ingeniería de petróleos. Bucaramanga, 2008.

ASTM Standard D 4419-90 (Reapproved 2010). Standard Test Method for Measurement of Transition Temperatures of Petroleum Waxes by Differential Scanning Calorimetry (DSC). ASTM International, 100 Barr Harbor Drive, PO Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2959.

Brown, T. S.; Niesen, V. G.; Erickson, D. D. Measurement and Prediction of the Kinetics of Paraffin Deposition. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX. 1993. SPE 26548-MS.

Burger, E. D.; Perkins, T. K.; Striegler, J. H. Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline. J. Pet Technol. 1981. 33 (6), 1075– 1086.

Campo Escuela Colorado. Informe de Gestion Año 2012. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013.

Chang, C., Boger, D.V., Nguyen, Q.D. Influence of Thermal History on the Waxy Structure of Statically Cooled Waxy Crude. Oil.SPE Journal. 2000. 5 (2), 148 – 157.

Coutinho, J.A.P., Low pressure modeling of wax formation in crude oils. *Energy & fuels*. 2001. 15, 1454–1460.

Coutinho, J.A.P., Edmonds, B., Moorwood, T., Szczepanski, R., Zhang, X. Reliable wax predictions for flow assurance. *Energy & Fuels*. 2006. 20, 1081–1088.

Coutinho, J.A.P. Mirante, F., Pauly, J. A New Predictive Uniquac for Modeling of Wax Formation in Hydrocarbon Fluids. *Fluid Phase Equilibria*. 2006. 247, 8–17.

Creek, J. L.; Matzain, B.; Apte, M.; Volk, M.; Delle Case, E.; Lund, H Mechanisms for Wax Deposition. *AIChE. Spring National Meeting*. Houston, TX. 1999.

Deen W., *Analysis of Transport Phenomena*. Oxford University Press. 1998.

Diaz D., Canchano R., *Tratamiento Químico a Nivel de Laboratorio Para Remoción de Asfaltenos en el Campo Colorado*. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tesis de pregrado. 2013.

Dirand, M., V. Chevallier, E. Provost, M. Bouroukba, D. Petit-jean. Multicomponent Paraffin Waxes and Petroleum Solid Deposits: Structural and Thermodynamic State. *Fuel*. 1998. 77, 1253.

Ecopetrol S.A. *Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado*. Instituto Colombiano del Petróleo. Gerencia Magdalena Medio. 2003.

Ekweribe, C. K. *Quiescent Gelation of Waxy Crudes and Restart of Shut-In Subsea Pipelines*. Ms. Thesis, University of Oklahoma 2008.

Forrest, J., Marcucci, E., Scott, P., Geothermal Gradients and Subsurface Temperatures in the Northern Gulf of Mexico. GCAGS Convention, New Orleans, September, 2005.

Gjermundsen, I. State of the art: Wax precipitation deposition and aging in flowing hydrocarbon systems. Internal Hydro report. Porsgrunn, October, 2006.

Hammami, A., Ratulowski, J., Coutinho, J. A. P., (2003) Cloud Points: Can We Measure or Model them? .Petroleum Science and Technology. 21(3&4):345-358.

Hamouda, A. A. Davidsen, S. An Approach for Simulation of Paraffin Deposition in Pipelines as a Function of Flow Characteristics with Reference to Tesside Oil Pipeline. Proceedings of the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. San Antonio, TX. Feb 14-17. 1995. SPE 28966-MS.

Hamouda, A. A. Ravnoy, J. M. Prediction of Wax Deposition in Pipelines and Field Experience on the Influence of Wax on Drag-Reducer Performance. 24th Annual Offshore Technical Conference. OTC 7060. Houston, TX. May 4-7. 1992.

Hansen, A. B., Larsen, E., Pedersen, W. B., Nielsen, A. B. Wax precipitation from North Sea crude oils. 3. Precipitation and dissolution of wax studied by differential scanning calorimetry, Energy and Fuels. 1991. 5. 914–923.

Holder, G. A., J. Winkler. Wax Crystallization from Distillate Fuels: 1. Cloud and Pour Phenomena Exhibited by Solutions of Binary n-Paraffin Mixtures. J. Inst. Petrol. 1965. 51, 228.

Hoveden, L., Rønningsen, H.P., Xu, Z.G., Labes-Carrier, C. and Rydahl, A. Pipeline wax deposition models and model for removal of wax by pigging:

Comparison between model predictions and operational experience. North American Conference on Multiphase Technology. Banff, Canada. 2004.

Huang Z., Lee H.S., Senra M., Fogler H.S. A Fundamental Model of Wax Deposition in Subsea Oil Pipelines. AIChE J. 2011. 57, 2955-2964.

Huang, Z., Lu, Y., Hoffmann, R., Amundsen, Lene.,Fogler, H.S., The effect of operating temperatures on wax deposition. Energy Fuels. 2011. 25, 5180-5188.

IDEAM, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales., Atlas Climatológico de Colombia. Centro de Documentación e Información Científico Técnica., República de Colombia. 2005.

Lee H.S. Computational and Rheological Study of Wax Deposition and Gelation in Subsea Pipelines. Ph.D Thesis. University of Michigan. 2007.

Lu, Y., Huang, Z.,Hoffmann. R.,Amundsen, L.Fogler, H.S. Counterintuitive Effects of the Oil Flow Rate on Wax Deposition. Energy Fuels. 2012. 26, 4091-4097.

Matzain, A., Apte, M.S., Zhang, H., Volk, M., Redus, C.L., Brill, J.P. and Creek, J.L. Multiphase flow wax deposition modeling, Proceedings ETCE, Houston, USA, February 2001 (ETCE 2001-17114)

Paso, K.G., Fogler, H.S., Influence of n-paraffin composition on the aging of wax-oil gel deposits. AIChE J. 2003. 49, 3241–3252.

Patankar, S. V., Numerical Heat Transfer and Flow. Series in Computational Methods in Mechanical and Thermal Series. McGraw-Hill Book Company. 1980.

Pedersen, K.S., Skovborg, P., and Ronningsen, H.P. Wax Precipitation from North Sea Crude Oils. 4. Thermodynamic Modeling. *Energy Fuel*. 1991. 5, 924–932.

Poveda, D., Diseño de un Tratamiento Químico Para Remover Depósitos Orgánicos a Nivel de la Cara de la Formación. Aplicación Campo Colorado. Tesis de Maestría en Ingeniería Química. Bucaramanga, 2009.

Ronningsen, H.P., Bjorndal, B., Hansen, A.B., Pedersen, W.B. Wax Precipitation from North Sea Crude Oils. 1. Crystallization and Dissolution Temperatures and Newtonian and Non-Newtonian Flow Properties. *Energy & Fuels*. 1991. 5, 895–908.

Rygg, O.B., Rydahl, A.K. and Rønningesen, H.P. Wax deposition in offshore pipeline systems, Proc. 1st North American Conference on Multiphase technology, Banff, Canada, June 1998.

Singh, P., Venkatesan, R., Fogler, H.S., Nagarajan, N. Formation and Aging of Incipient Thin Film Wax-oil Gels. *AIChE J*. 2000. 46(5), 1059-1074.

Singh, P., Venkatesan, R., and Fogler, H. S. Morphological Evolution of Thick Wax Deposits during Aging. *AIChE J*. 2001. 47 (1), 6 – 18.

Srivastava, S.P., Handoo, J., Agrawal, K.M., and Joshi, G.C. Phase-Transition Studies in n-alkanes and Petroleum-Related Waxes – A Review. *J. Phys. Chem. Solids*. 1993. 54 (6), 639 - 670.

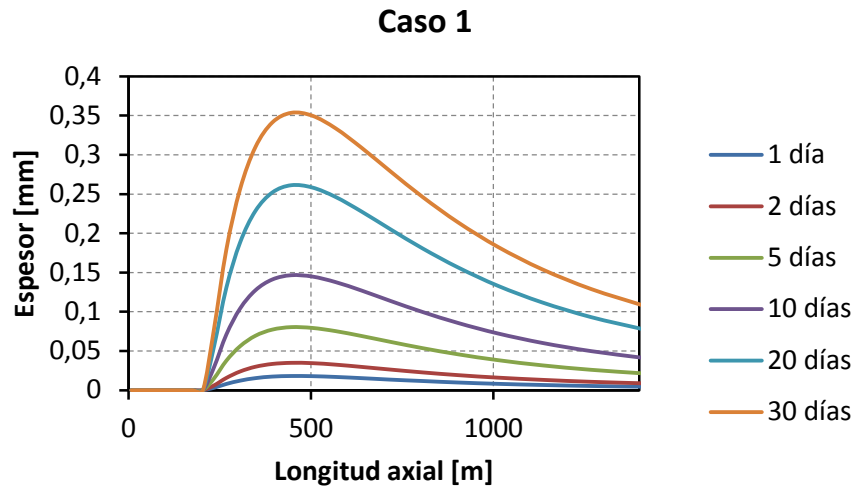
Svendsen, J. A. Mathematical Modeling of Wax Deposition in oil Pipeline Systems. *AIChE J*. 1993. 39 (8). 1377–1388.

Venkatesan, R., Fogler, H. S. Comments on analogies for correlated heat and mass transfer in turbulent flow. *AIChE J.* 2004. 50, 1623–1626.

ANEXOS

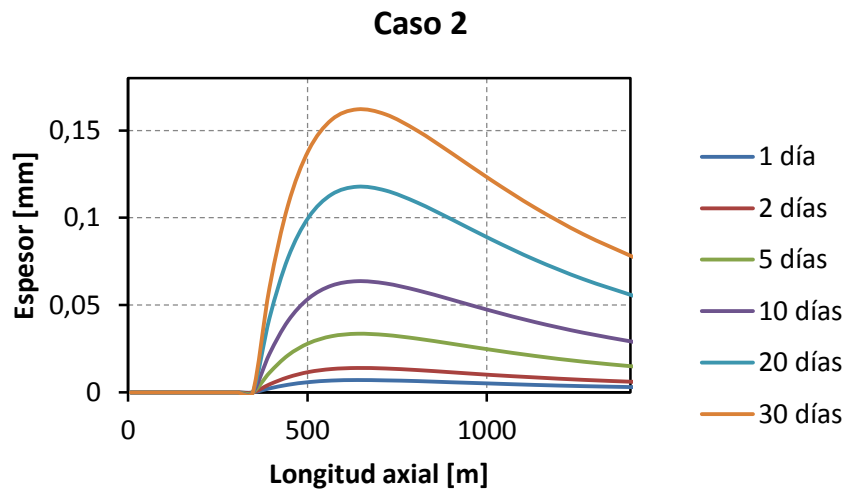
ANEXO A. ESPESORES DE DEPÓSITO DE PARAFINA DESPUÉS DE 1, 2, 5, 10, 20, Y 30 DÍAS PARA CADA UNO DE LOS CASOS CONSIDERADOS EN EL POZO C40.

Figura 36. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 1 en el pozo C40.



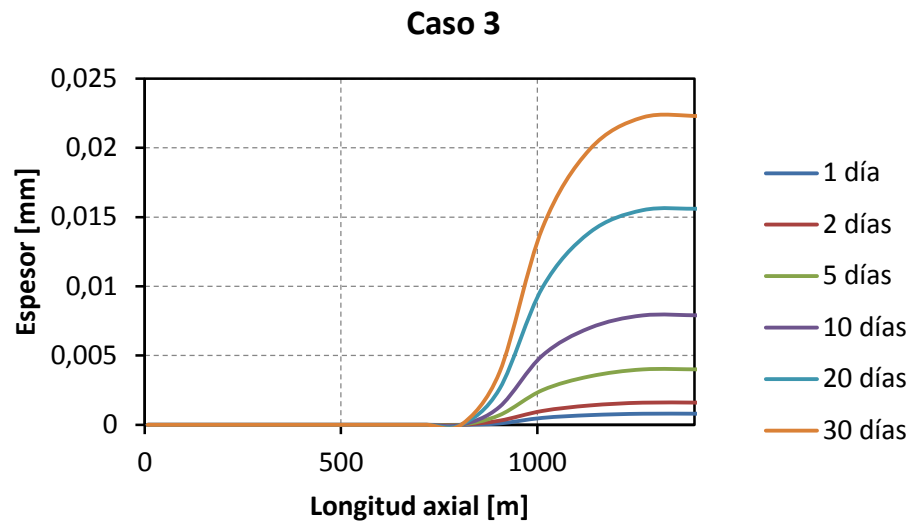
Fuente: El autor.

Figura 37. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 2 en el pozo C40.



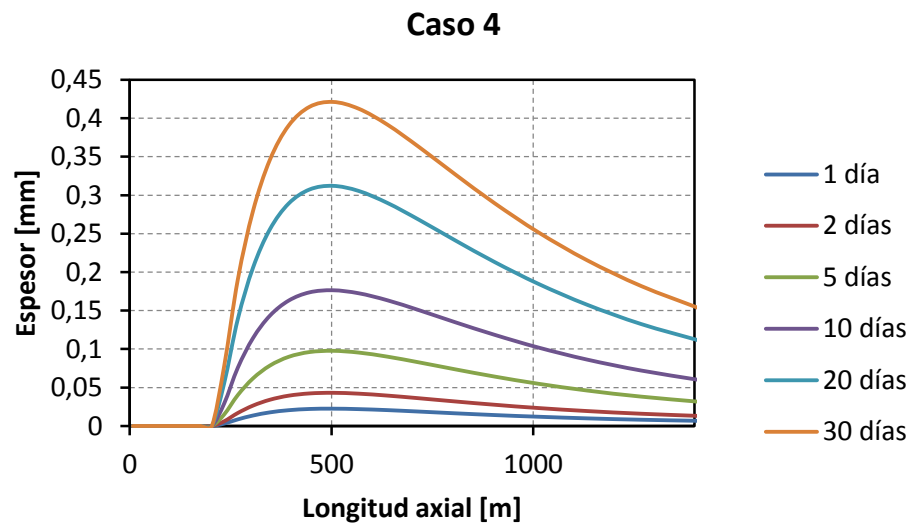
Fuente: El autor.

Figura 38. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 3 en el pozo C40.



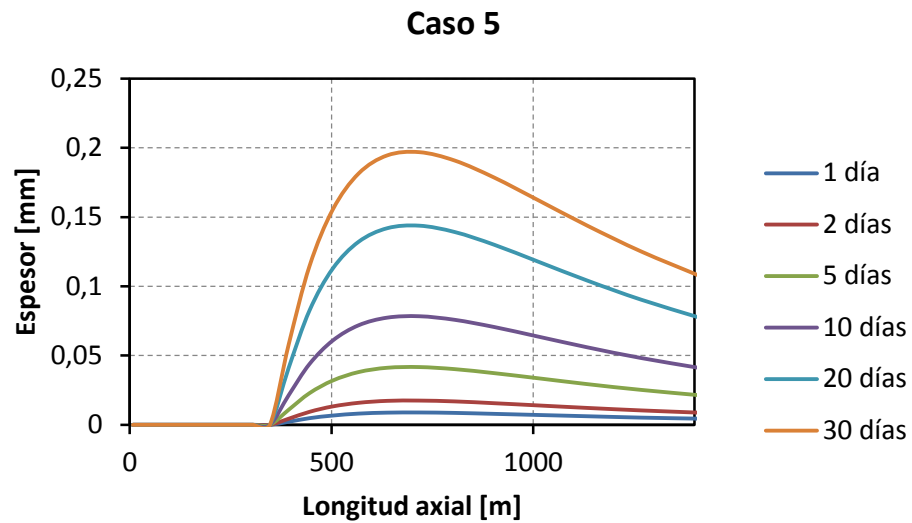
Fuente: El autor.

Figura 39. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 4 en el pozo C40.



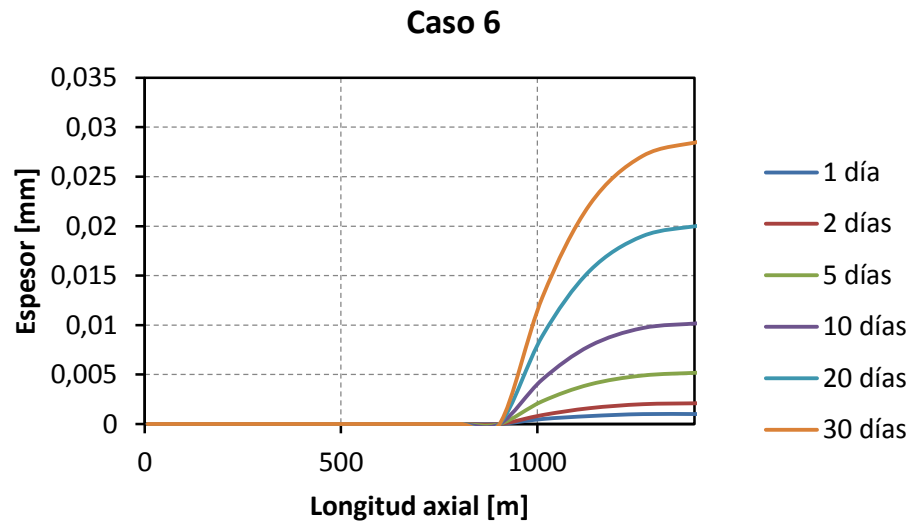
Fuente: El autor.

Figura 40. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 5 en el pozo C40.



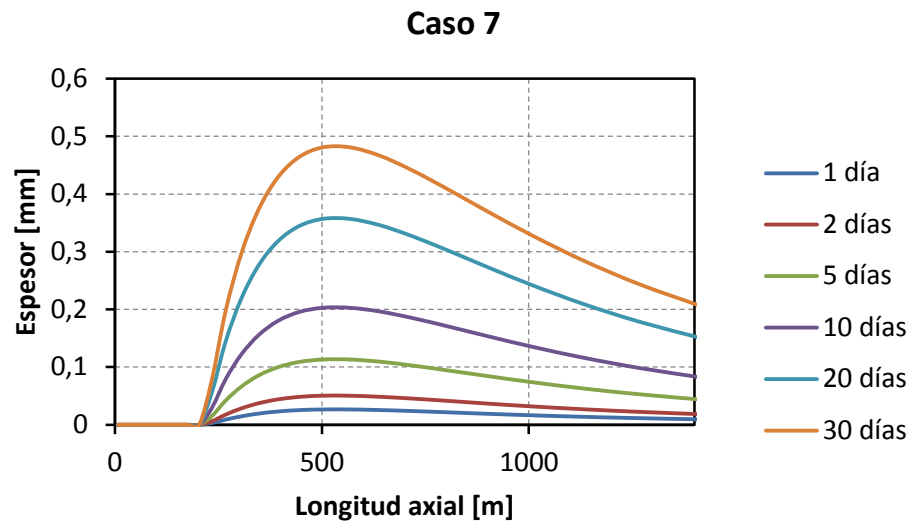
Fuente: El autor.

Figura 41. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 6 en el pozo C40.



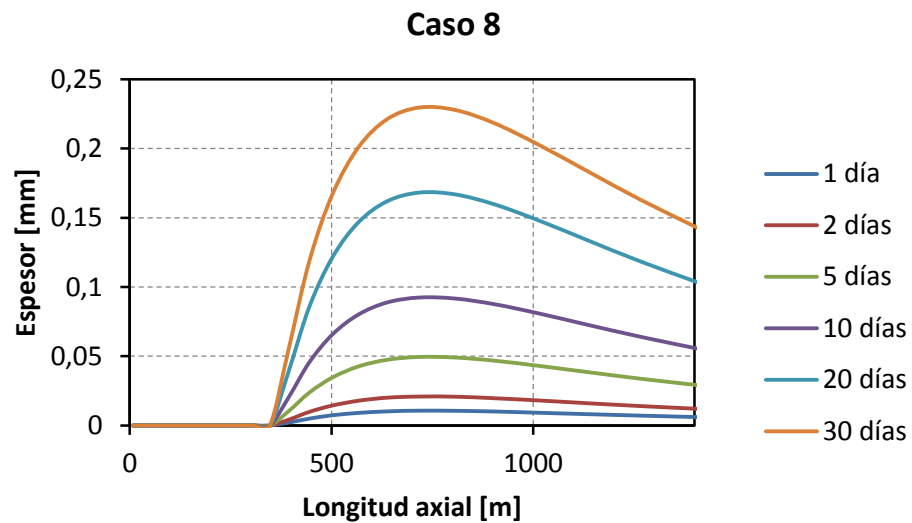
Fuente: El autor.

Figura 42. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 7 en el pozo C40.



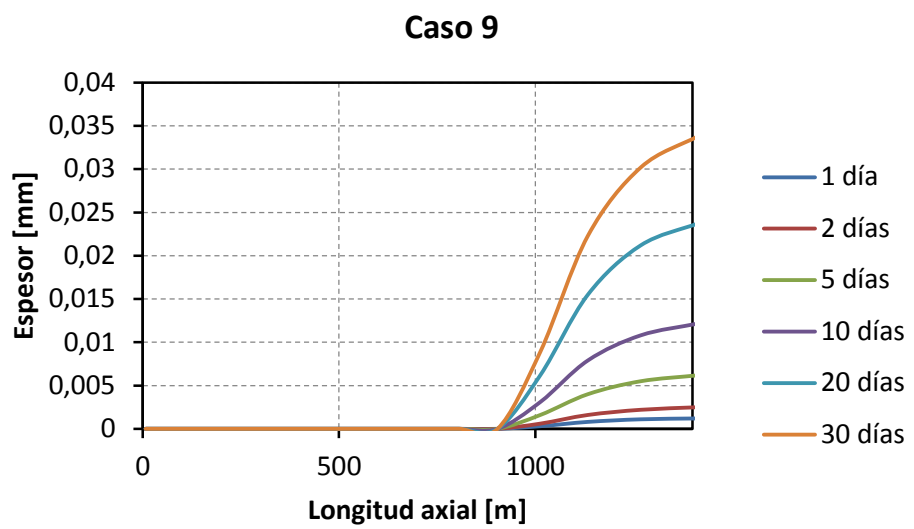
Fuente: El autor.

Figura 43. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 8 en el pozo C40.



Fuente: El autor.

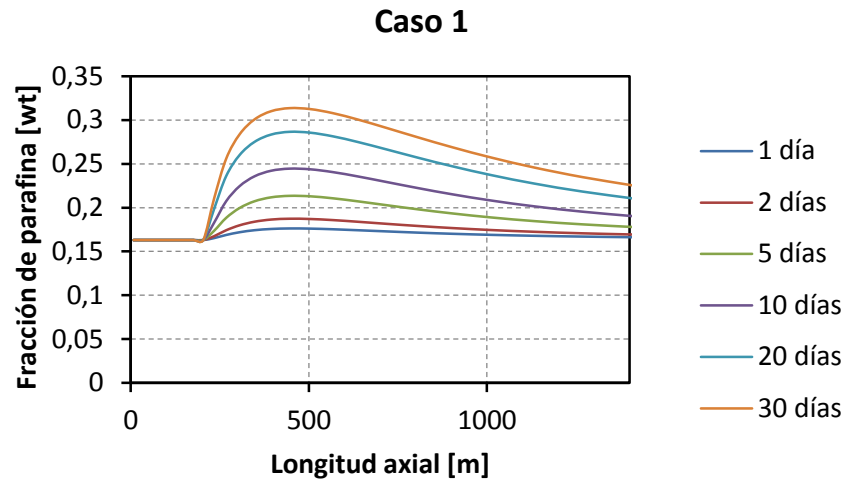
Figura 44. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 9 en el pozo C40.



Fuente: El autor.

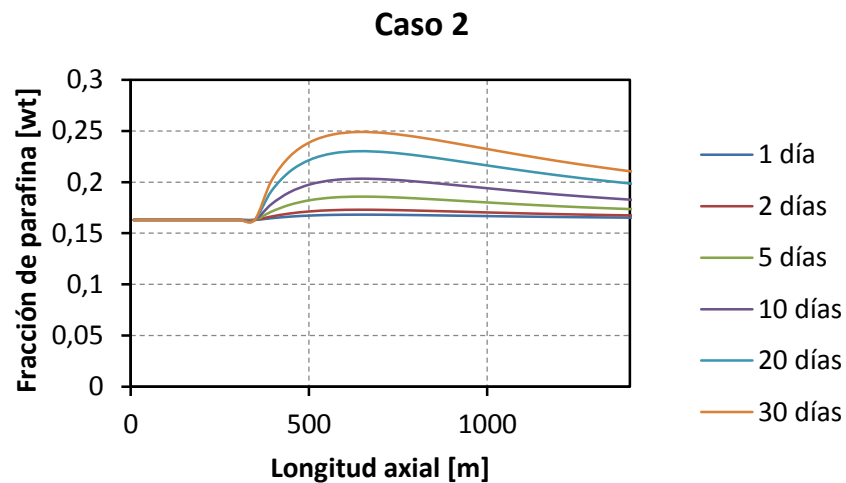
ANEXO B. CONTENIDO DE PARAFINA DE LOS DEPÓSITOS DESPUÉS DE 1, 2, 5, 10, 20, Y 30 DÍAS PARA LOS CASOS DEL POZO C40.

Figura 45. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 1 en el pozo C40.



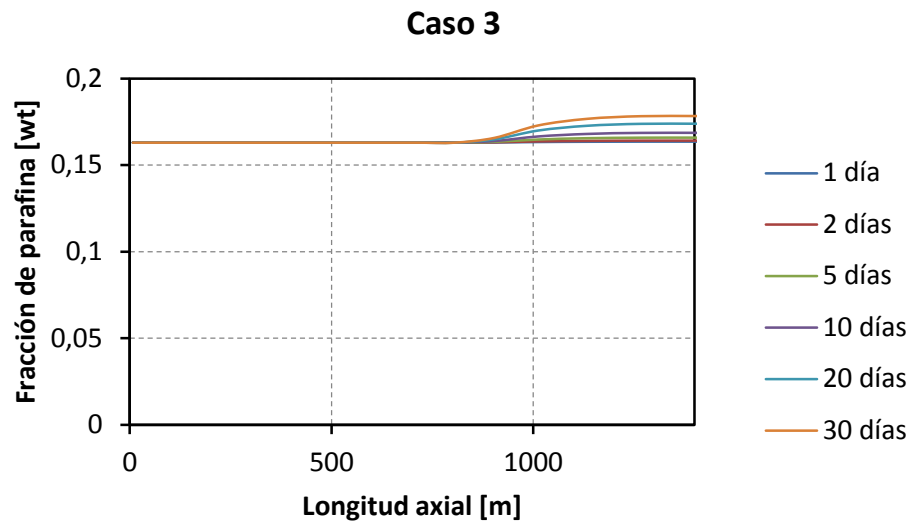
Fuente: El autor.

Figura 46. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 2 en el pozo C40.



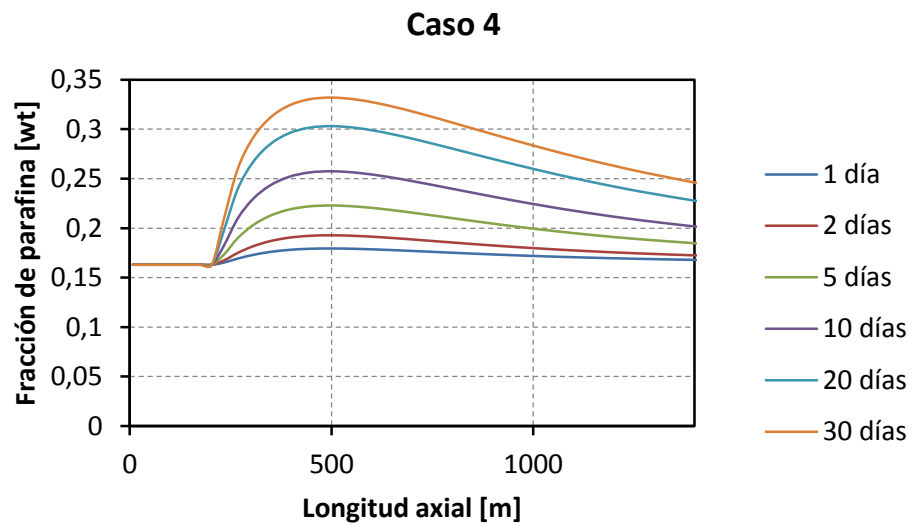
Fuente: El autor.

Figura 47. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 3 en el pozo C40.



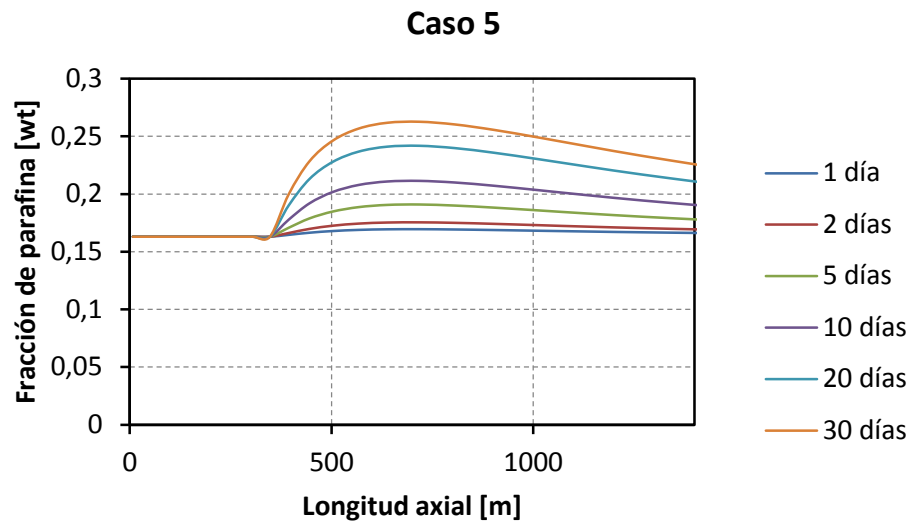
Fuente: El autor.

Figura 48. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 4 en el pozo C40.



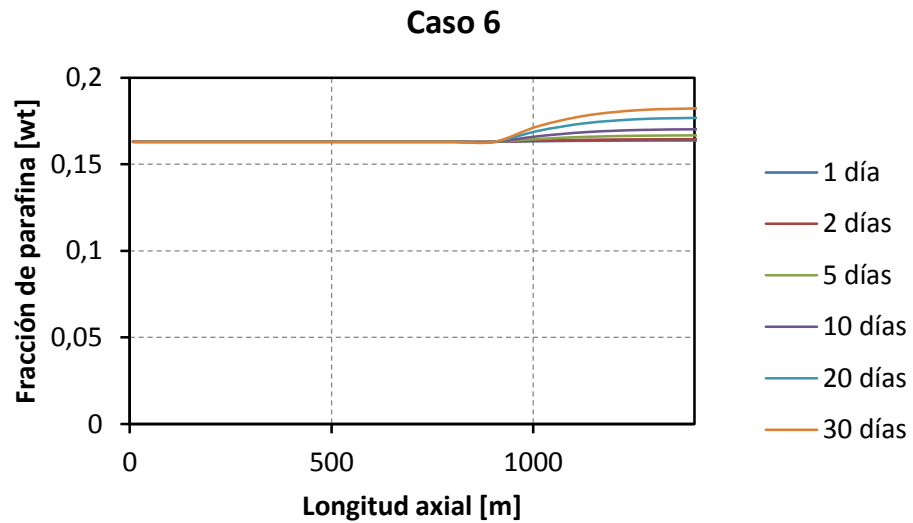
Fuente: El autor.

Figura 49. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 5 en el pozo C40.



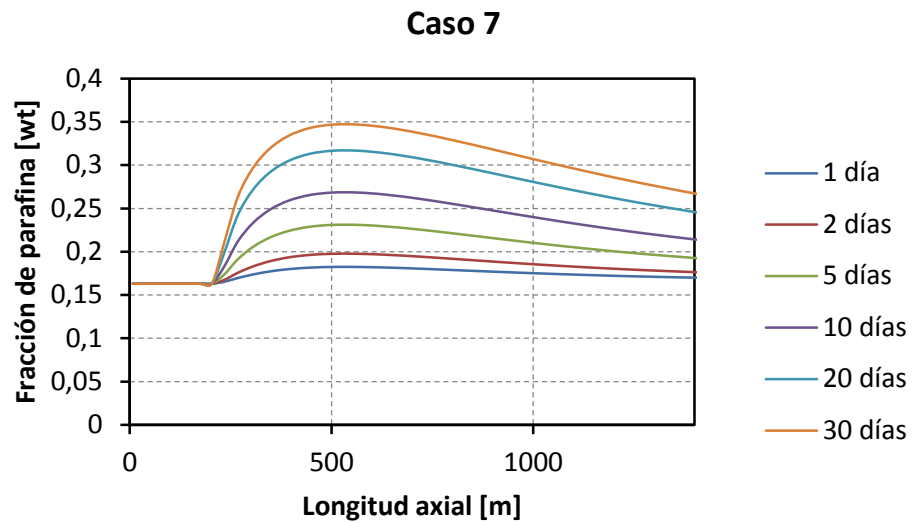
Fuente: El autor.

Figura 50. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 6 en el pozo C40.



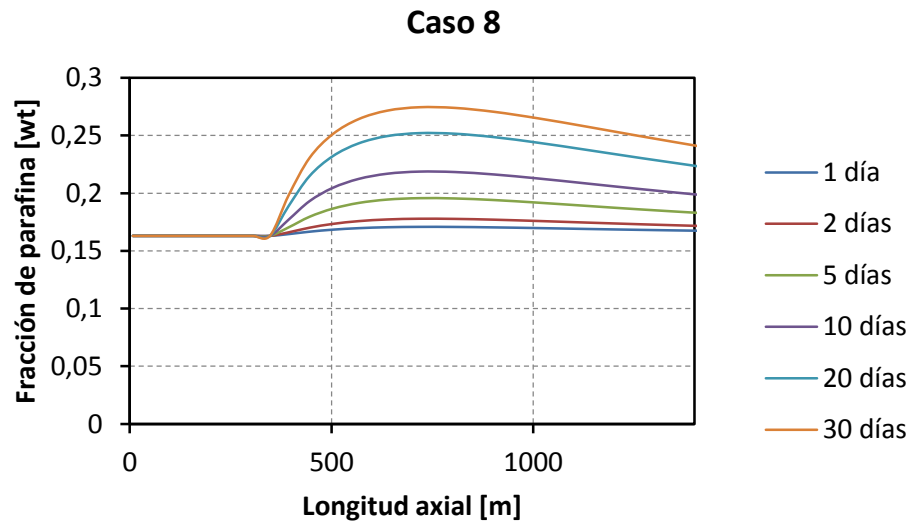
Fuente: El autor.

Figura 51. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 7 en el pozo C40.



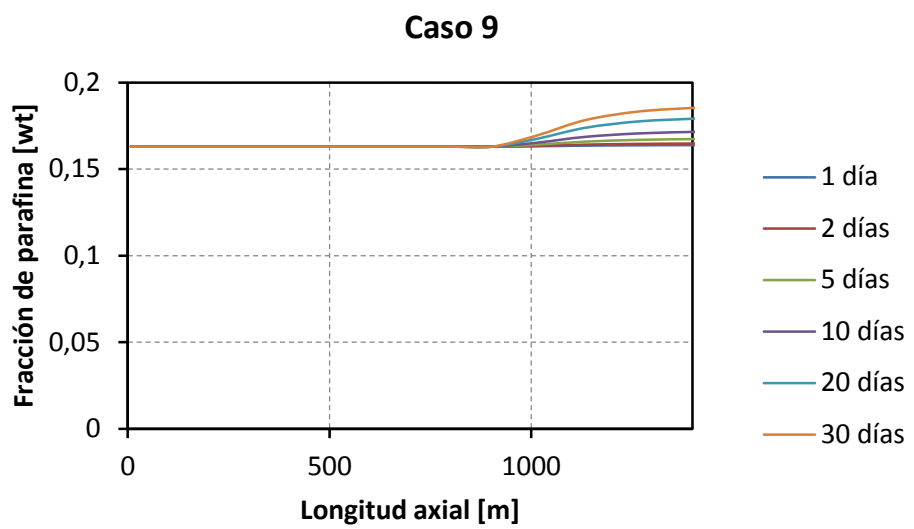
Fuente: El autor.

Figura 52. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 8 en el pozo C40.



Fuente: El autor.

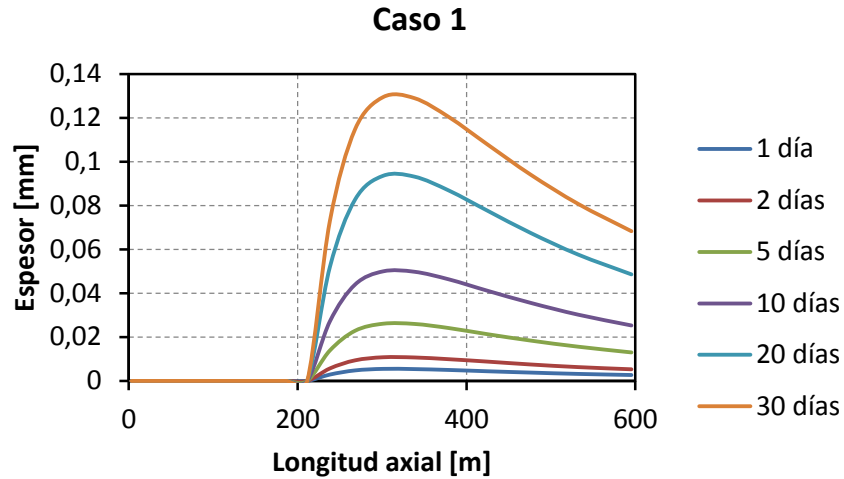
Figura 53. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 9 en el pozo C40.



Fuente: El autor.

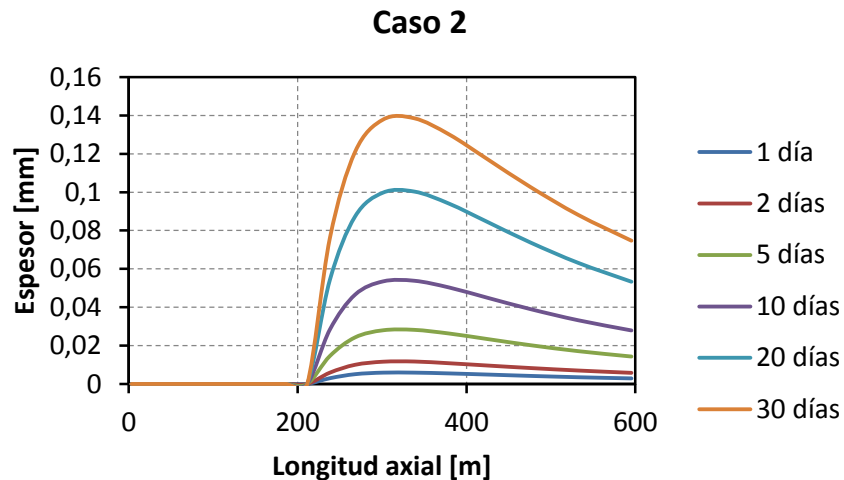
ANEXO C. ESPEORES DE DEPÓSITO DE PARAFINA DESPUÉS DE 1, 2, 5, 10, 20, Y 30 DÍAS PARA CADA UNO DE LOS CASOS CONSIDERADOS EN EL POZO C25.

Figura 54. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 1 en el pozo C25.



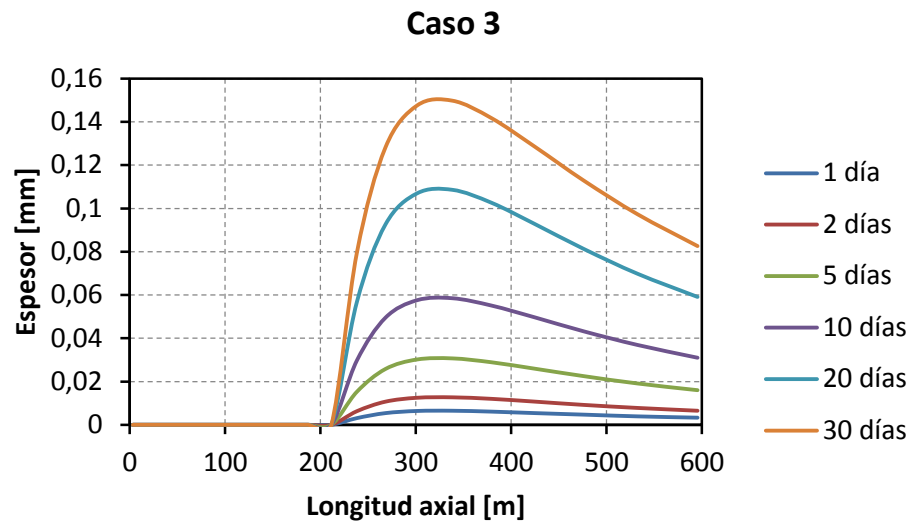
Fuente: El autor.

Figura 55. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 2 en el pozo C25.



Fuente: El autor.

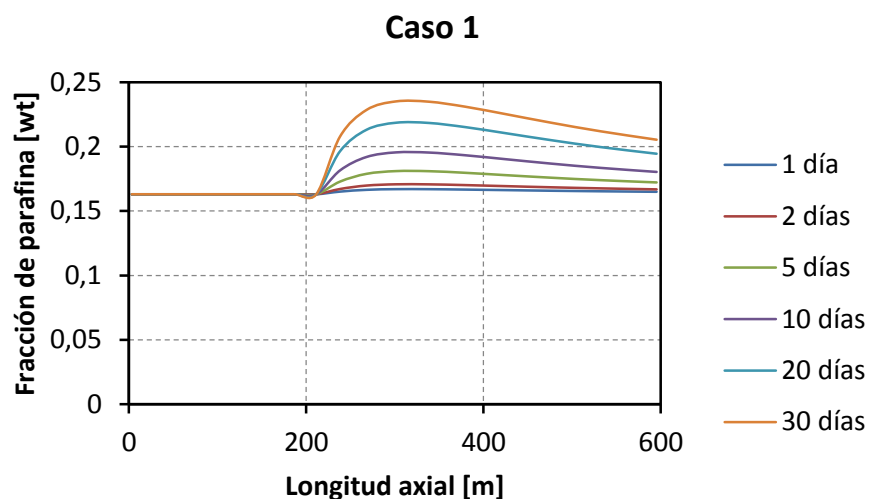
Figura 56. Espesor del depósito de parafina después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 3 en el pozo C25.



Fuente: El autor.

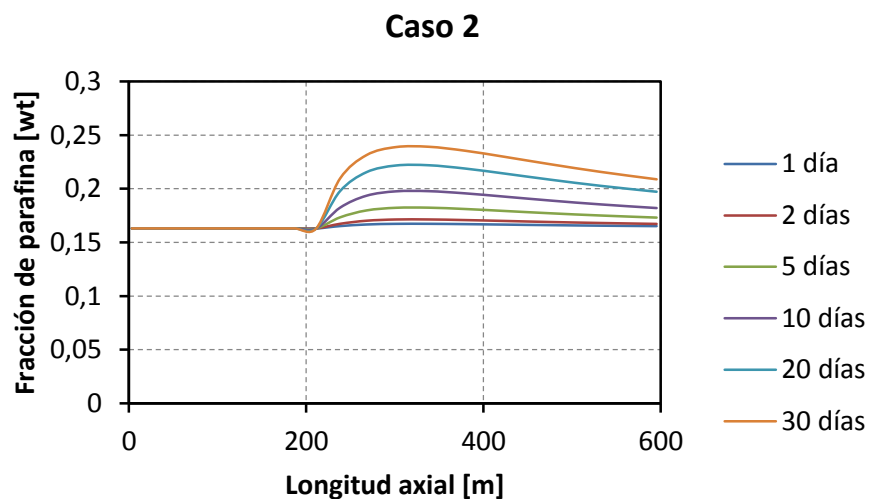
ANEXO D. CONTENIDO DE PARAFINA DE LOS DEPÓSITOS DESPUÉS DE 1, 2, 5, 10, 20, Y 30 DÍAS PARA LOS CASOS DEL POZO C25.

Figura 57. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 1 en el pozo C25.



Fuente: El autor.

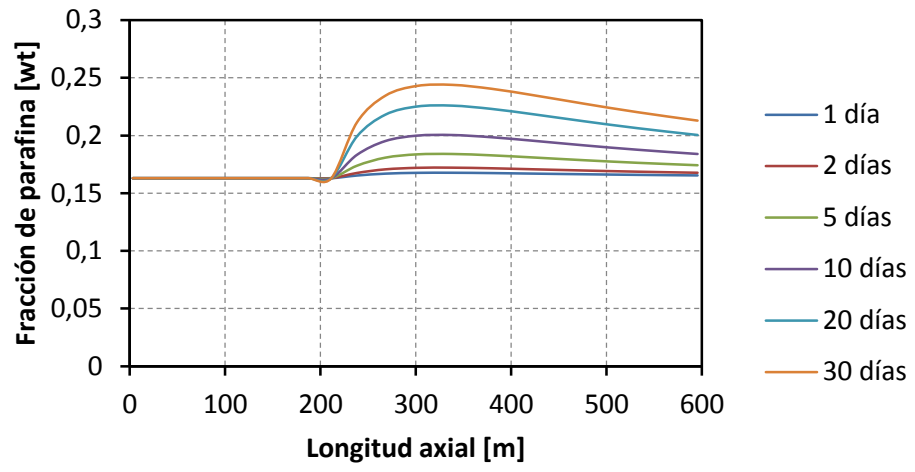
Figura 58. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 2 en el pozo C25.



Fuente: El autor.

Figura 59. Contenido de parafina del depósito después de 1, 2, 5, 10, 20, y 30 días para el caso 3 en el pozo C25.

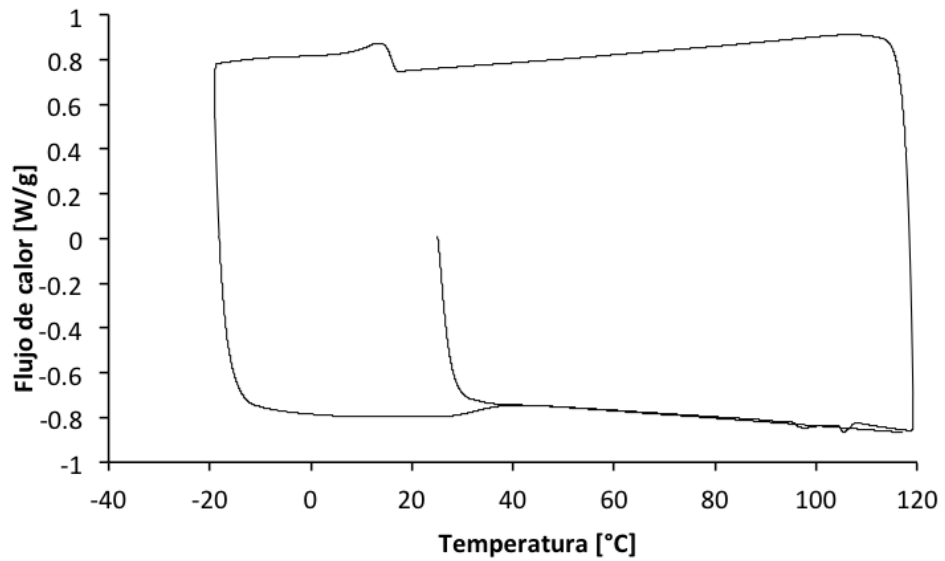
Caso 3



Fuente: El autor.

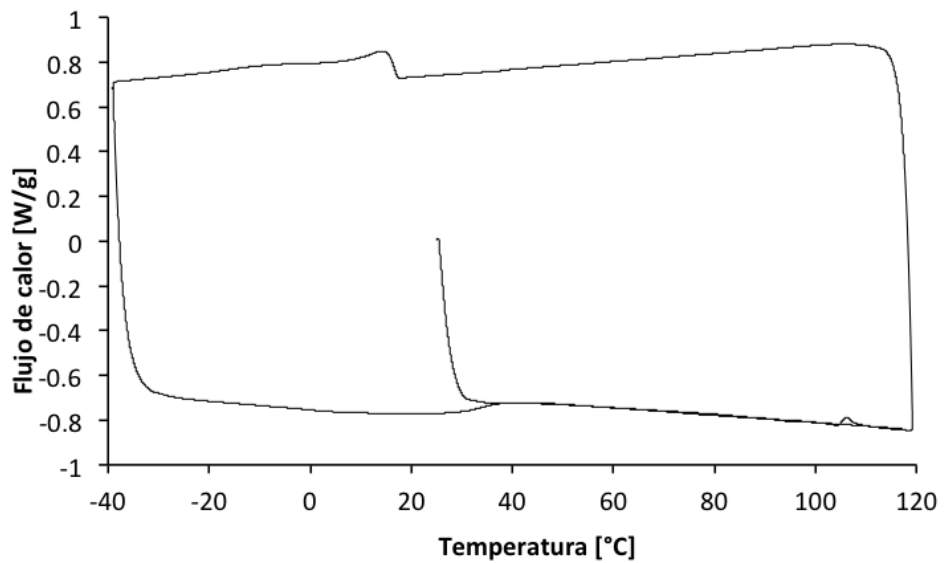
ANEXO E. TERMOGRAMAS

Figura 60. Termograma de la muestra de crudo proveniente del pozo C25.



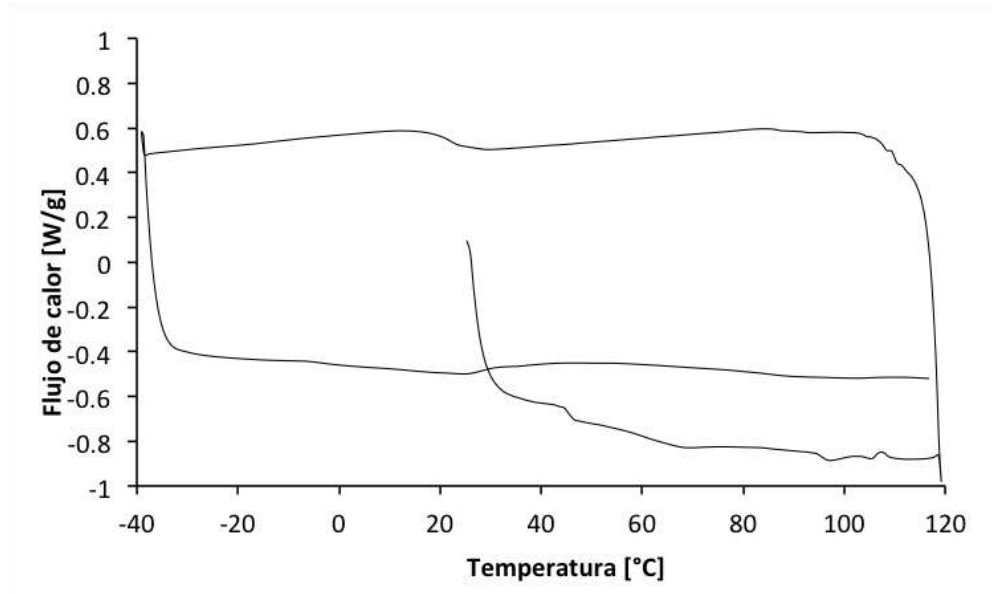
Fuente: El autor.

Figura 61. Termograma de la muestra de crudo proveniente del pozo C25.



Fuente: El autor.

Figura 62. Termograma de la muestra de crudo proveniente del pozo C40.



Fuente: El autor.