

TÉCNICAS DE FLUIDODINAMICA COMPUTACIONAL APLICADAS AL ESTUDIO DE LA DEPOSICIÓN DE PARAFINAS EN TUBERÍAS

Mathieu Ichard^a y Marcela Raviculé^a

^a*Y-TEC (YPF Tecnología S.A.), Baradero s/nro., B1925XAC, Ensenada, Argentina,
mathieu.ichard@ypf.com*

Palabras Claves: Simulación numérica, Wax deposición, Transferencia de calor, Transferencia de masa.

Resumen. Los depósitos sólidos de parafina en las paredes de las tuberías de producción y de transporte de crudos reducen la capacidad de circulación y en algunos casos pueden llegar a obstruir totalmente el área de flujo.

En condiciones de reservorio, alta temperatura y alta presión, las moléculas de parafina se encuentran disueltas en el crudo. Para que ocurra la deposición es necesario que en algún punto del flujo la temperatura alcance valores por debajo de la WAT (Wax Appearance Temperature).

En este trabajo se estudia la formación de depósitos de parafinas en ductos empleando técnicas de fluidodinámica computacional (Computational Fluid Dynamics, CFD). La deposición de las parafinas es un problema de flujo turbulento y multifásico, con transferencia de calor y de masa. El depósito es un medio poroso cuya porosidad cambia con el tiempo. El modelo de deposición se basa en la resolución de un sistema de dos ecuaciones diferenciales acopladas, una para el espesor del depósito y otra para la fracción másica de la parafina sólida depositada. Se emplea el método de Runge-Kutta para resolver el sistema de ecuaciones y técnicas de malla dinámica para modelar el efecto de la formación del depósito sólido sobre el comportamiento del flujo.

Se utiliza un código comercial de CFD (Fluent, versión 15) para simular el flujo en el ducto y se implementan funciones definidas por el usuario (User Defined Functions, UDF) dentro del código de Fluent para modelar el fenómeno de deposición. Se validan los resultados numéricos con datos experimentales de deposición de parafinas en “flow loops” disponibles en bibliografía.

Contar con estimaciones del espesor y del contenido de parafina sólida a lo largo del ducto en función del tiempo, permite seleccionar y optimizar los métodos de prevención y de remediación.

1 INTRODUCCION

Los crudos convencionales y no convencionales son una mezcla de varios hidrocarburos: parafinas, aromáticos, naftenos, resinas y asfaltenos (Singh et al., 2000). Las parafinas que generan problemas de deposición son alcanos con un número de carbono superior a 20 (Wright y Sandu, 2013). En algunos crudos no convencionales se han detectado parafinas con cadenas conteniendo hasta 72 átomos de carbono (Wright y Sandu, 2013). En condiciones de reservorio, de alta temperatura y alta presión, las moléculas de parafina se encuentran disueltas en el crudo, para que ocurra la deposición es necesario que en algún punto del flujo la temperatura alcance valores por debajo de la WAT (Wax Appearance Temperature). Los depósitos sólidos de parafina en las paredes de las cañerías de producción y de transporte de crudos reducen la capacidad de circulación y en algunos casos pueden llegar a obstruir totalmente el área de flujo (Figura 1).

La formación de depósitos de parafina se ha convertido en un problema serio para la industria del petróleo, que en situaciones extremas requiere interrumpir la producción para reemplazar y descartar el tramo de cañería obstruida. Incluso se ha reportado un caso en el Mar del Norte, en el que las obstrucciones resultaban tan severas y ocurrían con tanta frecuencia que se determinó el abandono de la plataforma con un costo aproximado de 100.000.000 de dólares (Gluyas y Underhill, 2003). Por este motivo el desarrollo de técnicas de remediación y mitigación se ha convertido en un tema central en el área de investigación para el aseguramiento de flujo. La aislación térmica de las líneas y la inyección de inhibidores son técnicas de mitigación comúnmente utilizadas. Por otro lado las técnicas de remediación que se emplean actualmente son el “pigging” (empleo de un dispositivo mecánico para limpieza interior de la cañería), y las reacciones químicas exotérmicas.

El objetivo de este trabajo es desarrollar una herramienta numérica de predicción de la formación de los depósitos de parafinas que contribuya a seleccionar para cada escenario el método de prevención y/o de remediación adecuado. El régimen de flujo modelado corresponde a condiciones operativas en superficie.

En la primera parte de este artículo, se presentan los mecanismos físicos de deposición de las parafinas en tuberías y los distintos modelos numéricos que se usan en la industria petrolera para predecir la formación de dichos depósitos. En la segunda parte, se detalla la implementación de funciones definidas por el usuario (UDF) dentro del código de Fluent-v15 para modelar el fenómeno de deposición. En la última parte, se presentan los resultados numéricos validados con datos experimentales en “flow loops” disponibles en bibliografía.

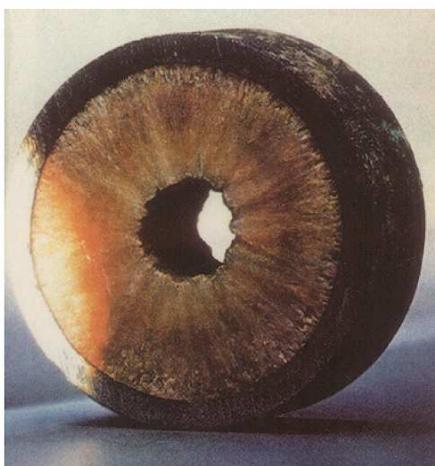


Figura 1: Ejemplo de un depósito de parafinas en una tubería (Singh et al., 2000)

2 MECANISMOS DE DEPOSICION DE LAS PARAFINAS Y SU MODELADO

Esta sección se compone de dos partes. En la primera parte se revisan los estudios experimentales de deposición de parafinas y se identifican los mecanismos preponderantes que se quiere modelar. En la segunda parte se evalúan las diferentes opciones de modelado numérico.

2.1 Mecanismos físicos de deposición de las parafinas

En condiciones de reservorio, de alta temperatura y alta presión, las parafinas se encuentran disueltas en el crudo, al salir del reservorio disminuyen la temperatura y la presión del flujo de petróleo. La caída de temperatura es la principal causa de la disminución de la solubilidad de las parafinas en el crudo. La disminución de presión también afecta la solubilidad de las parafinas porque los componentes más livianos del crudo se vaporizan. La Figura 2 muestra la curva de solubilidad de un crudo convencional. Como se puede ver en esta figura existe una temperatura crítica (cerca de 45°C), es la temperatura de aparición de la parafina en forma sólida en el crudo (WAT). Para que ocurra la deposición, es necesario que la temperatura en algún punto del flujo esté por debajo de la temperatura WAT y que la temperatura de la pared del tubo esté por debajo de la temperatura del seno del flujo.

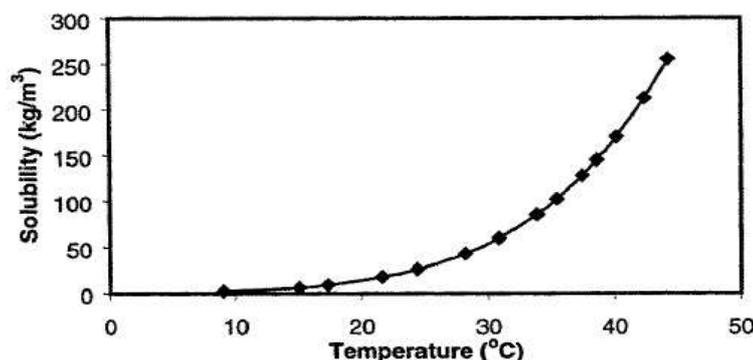


Figura 2: Ejemplo de una curva de solubilidad de parafinas en un crudo (Singh et al., 2000)

Existen cuatro mecanismos físicos para el transporte de la parafina hacia la pared, ya sea que se encuentre en forma disuelta o formando cristales: difusión molecular, dispersión cortante, difusión browniana y deposición por gravedad. De los cuatro mecanismos, la contribución del mecanismo de deposición por gravedad es despreciable (Aijejina et al., 2011). La difusión molecular es responsable del transporte de la parafina disuelta desde el seno del líquido hacia la pared. La parafina que se va solidificando en el seno del líquido puede ser transportada por mecanismos de dispersión cortante (convección y difusión turbulenta) y/o por mecanismos de difusión browniana. La difusión molecular es el mecanismo que tiene la mayor contribución en la formación del depósito. La importancia de la deposición por mecanismos de dispersión cortante y difusión browniana de la parafina en forma sólida es todavía tema de investigación (Aijejina et al., 2011). Burger et al. (1981) presentan un análisis matemático de la importancia de cada uno de los mecanismos físicos de deposición. Sin embargo, concluyen que las incertidumbres respecto a las características físicas de los cristales de parafinas son demasiado importantes para poder llegar a un resultado útil. Al día de hoy, los resultados de investigaciones experimentales proporcionan los argumentos suficientes para sostener la hipótesis de que la difusión molecular es el mecanismo de deposición de contribución mayor (Singh et al., 2000).

El mecanismo de deposición por difusión molecular se inicia cuando la temperatura del crudo cerca de la pared de la cañería está por debajo de la WAT, las moléculas de parafinas precipitan y se adhieren a la pared. La curva de solubilidad de las parafinas en el crudo relaciona la temperatura con la concentración de las parafinas disueltas en el crudo. Por lo tanto, el gradiente de temperatura radial en la tubería causa un gradiente radial de la concentración de las parafinas disueltas y estas parafinas difunden desde el seno del crudo a mayor temperatura, hacia la pared. Al acercarse a la pared las moléculas de parafina se separan de la solución y contribuyen al crecimiento del depósito. En concordancia observaciones experimentales muestran que el espesor del depósito es axial simétrico al igual que el flujo (Singh et al., 2000; Hoffmann y Amundsen, 2010; Tiwary y Mehrotra, 2009).

Al depositarse las partículas sólidas de parafina encierran una parte del crudo líquido (Singh et al., 2000; Singh et al. 2011a; Singh et al., 2011b), convirtiendo al depósito en un medio poroso cuyos poros contienen hidrocarburo líquido. Como se mencionó anteriormente, debido al mecanismo de difusión molecular, las parafinas migran desde el seno del flujo hacia la interfase entre el depósito y el crudo. Dependiendo de la temperatura en la interfase, las parafinas disueltas pueden precipitar en la interfase o pueden difundir y precipitar en el interior del depósito. Este proceso se conoce como envejecimiento del depósito y se caracteriza por un aumento de la fracción másica de parafina sólida en el depósito en el transcurso del tiempo. Por lo tanto, el mecanismo de envejecimiento produce un depósito de mayor dureza y más resistente a las técnicas de remediación.

Existen pocos estudios experimentales que contemplen la formación de depósitos de parafinas en flujos multifásicos, ya sea crudo-gas o crudo-agua., por otro lado Sarica y Panacharoensawad (2012) destacan que el fenómeno depende del patrón de flujo.

2.2 Modelos numéricos de deposición

La herramienta numérica permite obtener predicciones del espesor del depósito y del contenido en parafina sólida, a lo largo del tubo y en función del tiempo. Estas predicciones permitirán elegir y optimizar los métodos de prevención y de remediación.

Los modelos existentes se pueden agrupar en tres categorías: modelos 1D, modelos 2D y modelos 3D. El modelo a utilizar debe cumplir un balance óptimo entre el costo computacional y la predicción detallada de los fenómenos físicos. Es decir que se busca un modelo que pueda dar predicciones precisas del espesor y del contenido en parafinas sólidas del depósito en un tiempo aceptable para casos reales de los campos de producción de petróleo (escala de longitud del orden del kilómetro y escala del tiempo del orden de la semana).

Los modelos del grupo 1D, como los utilizados en los programas comerciales OLGA y Aspen HYSYS, tienen un bajo costo computacional pero la calidad de las predicciones está sujeta a un buen ajuste del modelo. Estos modelos no permiten predecir las propiedades del depósito debido a la cantidad de datos operativos necesarios (Noville y Naveira, 2012; Labes-Carrier et al., 2002). Por el contrario, los modelos 3D permiten obtener predicciones con muchos detalles pero tienen un alto costo computacional impidiendo su uso para casos reales. El balance óptimo se alcanza con los modelos 2D.

El modelo 2D en el que se basa este estudio se compone de dos partes (Lee, 2007; Huang, 2011b). La primera parte consiste en resolver las ecuaciones de Navier-Stokes y las ecuaciones de transporte de la temperatura y de la concentración de las parafinas disueltas en el crudo para un flujo incompresible y turbulento de crudo en un tubo. Así se obtienen los perfiles axiales y radiales de temperatura y de concentración de parafina. En la segunda parte

del modelo, a partir de los perfiles de temperatura y de concentración, se resuelven dos ecuaciones diferenciales, una para el espesor del depósito y otra para la fracción másica de la parafina sólida en el depósito. Este modelo permite tener en cuenta los efectos del número de Reynolds y de la tasa de corte sobre las propiedades del depósito.

3 IMPLEMENTACION DEL MODELO

3.1 Ecuaciones de transporte

El modelo que se usa en este trabajo y que fue desarrollado por Singh et al. (2000), Lee (2007) y Huang (2011b), se compone de dos partes. En la primera parte se resuelven las ecuaciones de Navier-Stokes y las ecuaciones de transporte de la temperatura y de la concentración de las parafinas disueltas en el crudo. Las ecuaciones de transporte de la temperatura T y de la concentración de parafina C para flujo axi-simétrico en una tubería se expresan de la siguiente manera:

$$\frac{\partial T}{\partial t} + U_z \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r (\varepsilon_H + \alpha_T) \frac{\partial T}{\partial r} \right] \quad (1)$$

$$\frac{\partial C}{\partial t} + U_z \frac{\partial C}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r (\varepsilon_M + D_{wo}) \frac{\partial C}{\partial r} \right] \quad (2)$$

Donde U_z es la velocidad axial promedio, r es la dirección radial, z es la dirección axial, α_T es el coeficiente de difusión térmica, D_{wo} es el coeficiente de difusión molecular de las moléculas de parafinas disueltas en el crudo, ε_H es el coeficiente de difusión turbulenta de calor y ε_M el coeficiente de difusión turbulenta de masa. En Fluent-v15 la concentración C se representa como un "User Defined Scalar" (UDS) y se implementa su ecuación de transporte en una UDF. Para un flujo laminar $\varepsilon_H = \varepsilon_M = 0 \text{ m}^2/\text{s}$, mientras que para un flujo turbulento los coeficientes de difusión turbulenta se expresan de la siguiente manera:

$$\varepsilon_H = \frac{\nu_t}{Pr_t} \quad (3)$$

$$\varepsilon_M = \frac{\nu_t}{Sc_t} \quad (4)$$

Si el régimen de flujo es turbulento, en Fluent-v15 se puede aplicar un modelo de turbulencia de tipo "Reynolds Averaged Navier Stokes" (RANS) (Fluent user's guide, 2013). Implementando una UDF se obtienen los valores de la viscosidad turbulenta, ν_t , calculados por el modelo de turbulencia elegido. El número de Prandtl turbulento, Pr_t , tiene un valor de 0,85 y el número de Schmidt turbulento, Sc_t , un valor de 0,7.

Las condiciones de contorno para las Ecs. (1-2) son:

$$\begin{cases} T = T_{\text{entrada,crudo}} & \text{en } z = 0 \\ \frac{\partial T}{\partial r} = 0, & \text{en } r = 0 \\ h_0 (T_{\text{refrigerante}} - T_i) = h_f (T_i - T_f) & \text{en Interfase} \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} C = C_{entrada,crudo} & \text{en } z = 0 \\ \frac{\partial C}{\partial r} = 0 & \text{en } r = 0 \\ C = C_{ws}(T_i) & \text{en deposito} \end{cases} \quad (6)$$

Se implementa una UDF para calcular el coeficiente de transferencia de calor h_0 que representa la resistencia térmica debido a la pared de la tubería, al fluido refrigerante y a la presencia del depósito de parafinas. En la Ec. (5) h_f es el coeficiente de transferencia de calor entre el crudo y la interfase del depósito, T_i es la temperatura en la interfase y T_f es la temperatura del fluido.

La condición de contorno para la concentración C supone que existe un equilibrio líquido-sólido en el depósito. Con la condición de equilibrio líquido-sólido y conociendo la temperatura en la interfase del depósito se puede calcular la concentración C en la interfase con una UDF.

El coeficiente de difusión molecular de las parafinas disueltas en el crudo, D_{wo} , se calcula con la correlación de Hayduk y Minhas (Singh et al., 2000). En esta correlación (Ec. (7)), la viscosidad dinámica del crudo, μ , se expresa en mPa.s y el volumen molar, V_A , en cm^3/mol .

$$D_{wo} = 13,310^{-12} \frac{T^{1,47} \mu^\gamma}{V_A^{0,71}}, \quad \gamma = \frac{10,2}{V_A} - 0,791 \quad (7)$$

La ecuación de Arrhenius (Ec. (8)) se utiliza para calcular la viscosidad dinámica del crudo. En la Ec. (8), E en (J/mol) es la energía de activación para la ecuación de la viscosidad y $R=8,314 \text{ J/K/mol}$ es la constante universal de los gases.

$$\mu = \mu_{WAT} \exp \left[\frac{E}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{WAT}} \right) \right] \quad (8)$$

3.2 Modelo de deposición

El modelo de deposición se basa en la resolución de un sistema de dos ecuaciones diferenciales acopladas, una para el espesor del depósito y otra para la fracción másica de la parafina sólida depositada. Se emplea el método de Runge-Kutta de orden 4 para resolver el sistema de ecuaciones.

La diferencia entre el flujo de masa difusivo de las moléculas de parafina del seno del crudo hasta la interfase del depósito y el flujo de masa difusivo de las parafinas en el interior del depósito representa el crecimiento del espesor del depósito:

$$-2\pi r_i \overline{F}_w \rho_{deposito} \frac{dr_i}{dt} = 2\pi r_i \left(-D_{wo} \frac{dC}{dr} \Big|_{Interface,bulk} \right) - 2\pi r_i \left(-D_{eff} \frac{dC}{dr} \Big|_{Interface,deposito} \right) \quad (9)$$

El flujo de masa difusivo de las parafinas en el interior del depósito resulta en el aumento de la fracción másica de parafinas sólidas en el depósito, F_w . En la bibliografía, el fenómeno de envejecimiento del depósito se refiere a este aumento.

$$\pi \rho_{deposito} (R^2 - r_i^2) \frac{d\overline{F}_w}{dt} = 2\pi r_i \left(-D_{eff} \frac{dC}{dr} \Big|_{Interface,deposito} \right) \quad (10)$$

En las Ecs. (9-10) D_{wo} es el coeficiente de difusión molecular de las parafinas disueltas en el crudo que se calcula con la correlación de Hayduk y Minhas (cf. Ec. (7)). El radio r_i es el radio de la tubería abierto para el flujo, $r_i=R-\delta$. El coeficiente de difusión D_{eff} es el coeficiente de difusión molecular de las parafinas disueltas en el interior del depósito, se calcula con la correlación siguiente (Singh et al., 2000):

$$D_{eff} = \frac{D_{wo}}{1 + \alpha^2 \frac{F_w^2}{(1 - F_w)}} \quad (11)$$

En Ec. (11), el parámetro α es la relación de aspecto promedio de los cristales de parafinas sólidas en el depósito.

Se implementa el método de Runge-Kutta de orden 4 en una UDF que permite resolver las Ecs. (9-10) al final de cada paso de tiempo del solver transiente de Fluent-v15. Se activa la opción de malla dinámica en la interfaz gráfica de Fluent-v15 (Fluent user's guide, 2013). En este trabajo, la malla 2D de la geometría se compone de dos zonas: una zona con una malla no-estructurada y una zona adyacente a la pared con una malla estructurada (Figura 3). Se crea una UDF para mover los nodos de los elementos de la malla 2D estructurada en la dirección radial, al inicio de cada paso de tiempo del solver transiente de Fluent-v15. De este modo se puede reproducir el efecto del crecimiento del depósito sobre el flujo de crudo en la tubería. El tamaño de los elementos de la malla no-estructurada se modifica aplicando los algoritmos de “smoothing” y “remeshing” de Fluent-v15 (Fluent user's guide, 2013).

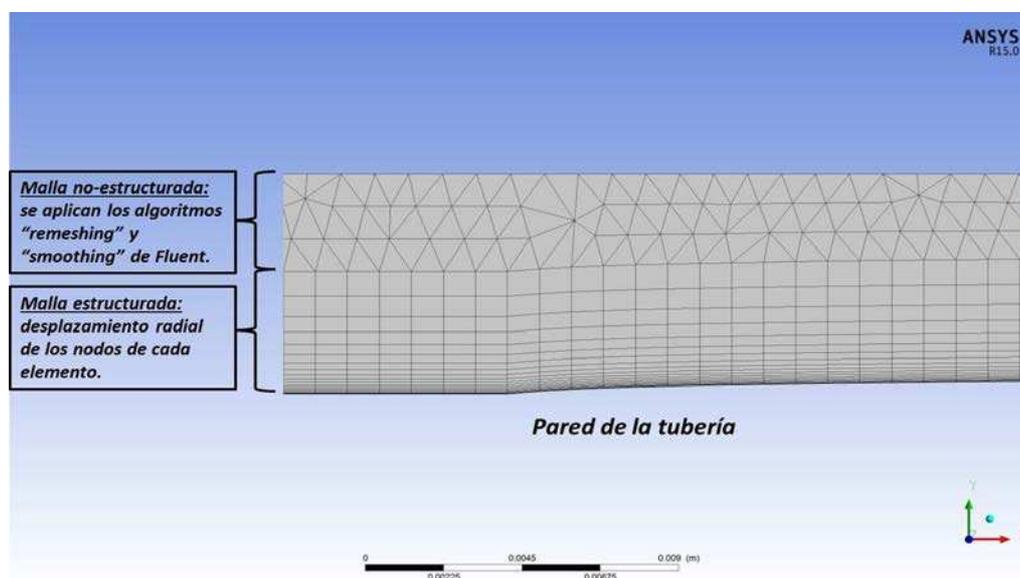


Figura 3: Ejemplo de la malla dinámica.

4 RESULTADOS Y VALIDACION DEL MODELO

4.1 El experimento de Singh et al. (2000)

La metodología CFD que se implementa en este trabajo está validada comparando con los datos del experimento de Singh et al. (2000). En este experimento se estudió la deposición de las parafinas en un “loop” de laboratorio, en el que circulaba una mezcla de crudo con

parafinas disueltas en un sistema cerrado. La instalación experimental se muestra en la [Figura 4](#). La sección de ensayo tenía una longitud de 2,4384m y un radio de 7,2mm. Un fluido refrigerante circulaba en contra-corriente en un entre-caño con el objetivo de enfriar la pared de la tubería. Durante un ensayo se medía la pérdida de carga en la sección de ensayo con sensores de presión dispuestos a lo largo de dicha sección, y de la caída de presión se podía inferir el espesor promedio del depósito de parafinas ([Hoffmann y Amundsen, 2010](#)). En cada ensayo se tomaba una muestra del depósito a 6 tiempos distintos (2h, 12h, 1 día, 2 días, 3 días y 5 días) para medir la fracción másica de las parafinas sólidas y se reportaron los intervalos de confianza para cada punto. Este es un dato importante ya que permite inferir la dureza del depósito.

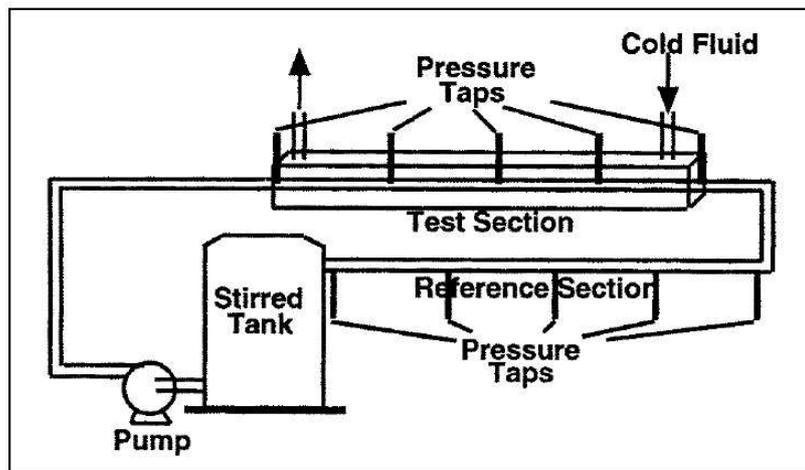


Figura 4: Ilustración del “loop” que se usó en [Singh et al \(2000\)](#).

4.2 Parámetros de las simulaciones

En [Tabla 1](#) se presenta un resumen de las simulaciones realizadas.

	Ensayo 1	Ensayo 2	Ensayo 3a	Ensayo 3b
WAT (°C)	13,9	13,9	13,9	13,9
Fracción másica de parafinas disueltas (wt %)	0,67	0,67	0,67	0,67
Longitud de la sección de ensayo (m)	2,4384	2,4384	2,4384	2,4384
Temperatura de entrada del crudo (°C)	22,2	22,2	22,2	22,2
Temperatura de entrada del refrigerante (°C)	8,1	7,2	4,4	4,4
Caudal del crudo (m ³ /s)	6,3 10 ⁻⁵	6,3 10 ⁻⁵	6,3 10 ⁻⁵	6,3 10 ⁻⁵
Número de Reynolds (-)	799	799	799	799
Malla dinámica (-)	No	No	No	Si

Tabla 1: Parámetros de los ensayos

Los ensayos experimentales seleccionados para la validación permitieron confirmar que, en el caso de flujos laminares con un número de Reynolds de 799, el modelo es capaz de predecir el efecto de la variación de las condiciones exteriores (i.e. temperatura de entrada del refrigerante) sobre las características del depósito. En un trabajo futuro, se estudiará la formación de los depósitos de parafinas en el caso más complicado de flujos turbulentos. También se estudió el aporte del uso del algoritmo de malla dinámica en el ensayo 3b.

Se consideró una geometría 2D axi-simétrica. La curva de solubilidad y la temperatura de aparición de las parafinas en forma sólida (WAT) es la que se presentó en la Sección 2 (Figura 2). La variación de la viscosidad del crudo en función de la temperatura se obtiene a partir de la Ec. (8). La conductividad térmica y la densidad son las mismas para el crudo y para el depósito, $k_{dep}=k_{crudo}=0,10$ W/(m.K) y $\rho_{depósito}=\rho_{crudo}=838,5$ kg/m³. Las condiciones iniciales para el espesor del depósito y la fracción másica de las parafinas sólidas en el depósito son: $\delta_{t=0s}=10^{-7}$ m y $F_{w,t=0s}=0,03$.

Los esquemas de discretización de Fluent-v15 utilizados son de segundo orden para las ecuaciones de transporte e implícito de segundo orden para la discretización del tiempo.

4.3 Resultados de la validación

Para el ensayo 1, se observa en Figura 5 una buena concordancia entre los datos experimentales y los resultados del modelo numérico. Es interesante notar que el espesor del depósito crece rápidamente durante las primeras horas del ensayo, alcanza su valor máximo y no varía hasta el final del ensayo. Este fenómeno es debido al hecho de que el depósito de parafina sobre la pared de la tubería se comporta como un aislante. La temperatura en la interfase del depósito aumenta hasta alcanzar la temperatura WAT impidiendo que se solidifiquen más parafinas en la interfase. Las parafinas que no pueden solidificarse en la interfase difunden hacia el interior del depósito, al encontrarse con una temperatura menor a la temperatura WAT precipitan, lo que resulta en el crecimiento continuo de la fracción másica de las parafinas sólidas.

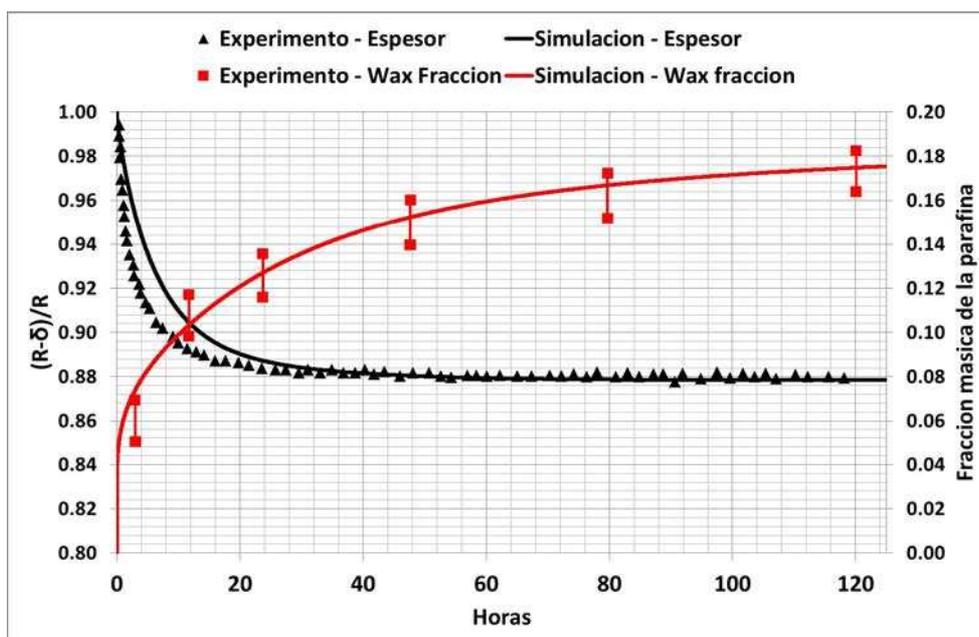


Figura 5: Ensayo 1

Los resultados numéricos y los datos experimentales para el ensayo 2 presentan un buen ajuste, tanto para el espesor del depósito como para la fracción másica de las parafinas sólidas. En [Figura 6](#) se muestran los resultados obtenidos.

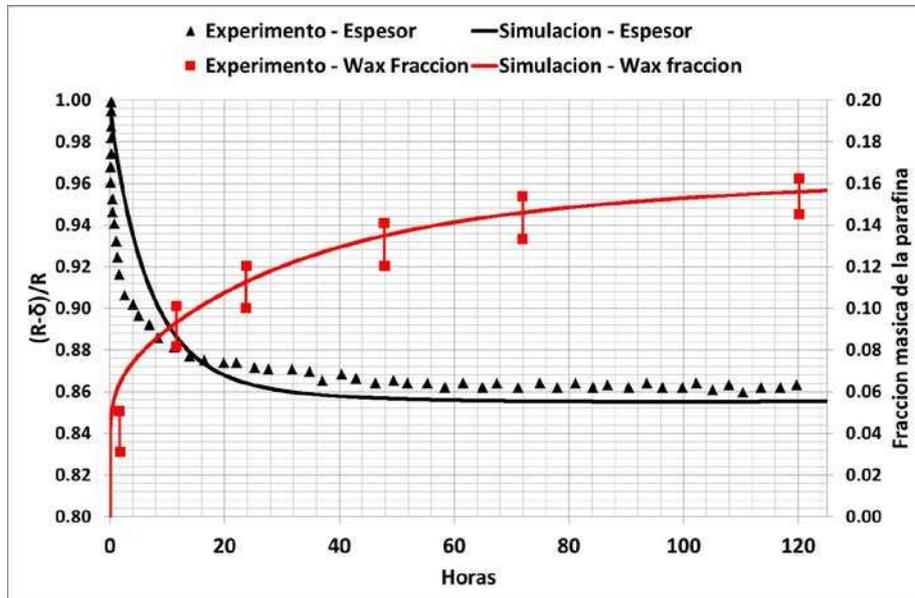


Figura 6: Ensayo 2

Se simuló el ensayo 3 con malla dinámica (ensayo 3b) y sin malla dinámica (ensayo 3a). En la [Figura 7](#) se observa que para este caso, sin utilizar el algoritmo de malla dinámica, el ajuste de los resultados no es tan bueno como para los ensayos 1 y 2. Sin embargo, usando el algoritmo de malla dinámica se logra un mejor ajuste de los resultados. En este caso es importante utilizar el algoritmo de malla dinámica porque el espesor promedio máximo del depósito es de 1,35mm, es decir el 19% del radio de la tubería, resultando en una reducción del área disponible para el flujo de 34% (en el ensayo 1 la reducción del área disponible era de 23%).

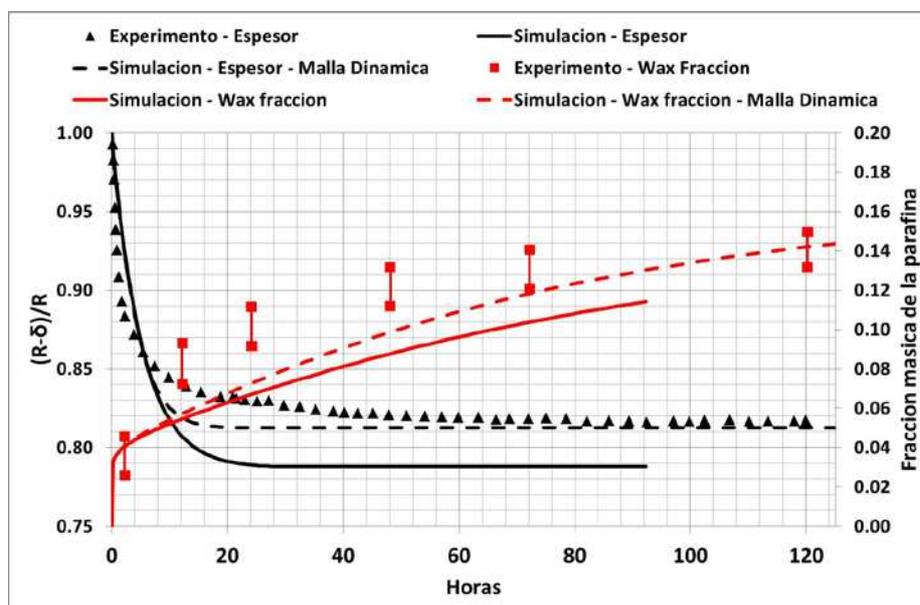


Figura 7: Ensayo 3a y 3b

En **Figura 8** se comparan los resultados obtenidos para cada ensayo, se presenta el efecto de la temperatura del refrigerante sobre el espesor del depósito y la fracción másica de las parafinas sólidas. Bajas temperaturas del refrigerante producen un depósito de mayor espesor y de menor dureza que las altas temperaturas. Esta es una observación importante cuando se trata de elegir un método y un protocolo de remediación o prevención. Por ejemplo, es crucial utilizar el método de “pigging” en depósitos que no tengan una dureza alta ya que la herramienta (“pig”) podría quedar atrapada en la tubería. Otro ejemplo es el uso de reacciones químicas exotérmicas. En este caso es necesario conocer la masa de parafinas sólidas que se tiene que disolver para determinar la cantidad adecuada de reactivos químicos. La **Figura 9** muestra la variación de la masa de parafinas sólidas en el depósito en función del tiempo para los tres ensayos. Se observa que el caso más desfavorable, en términos de masa, es el ensayo con la temperatura de refrigerante menor.

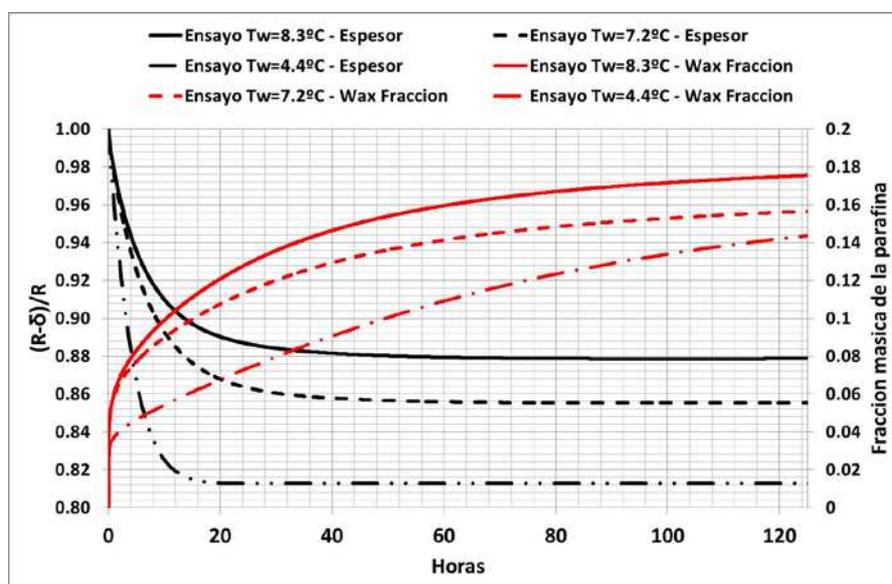


Figura 8: Resultados numéricos de los ensayos 1, 2 y 3b

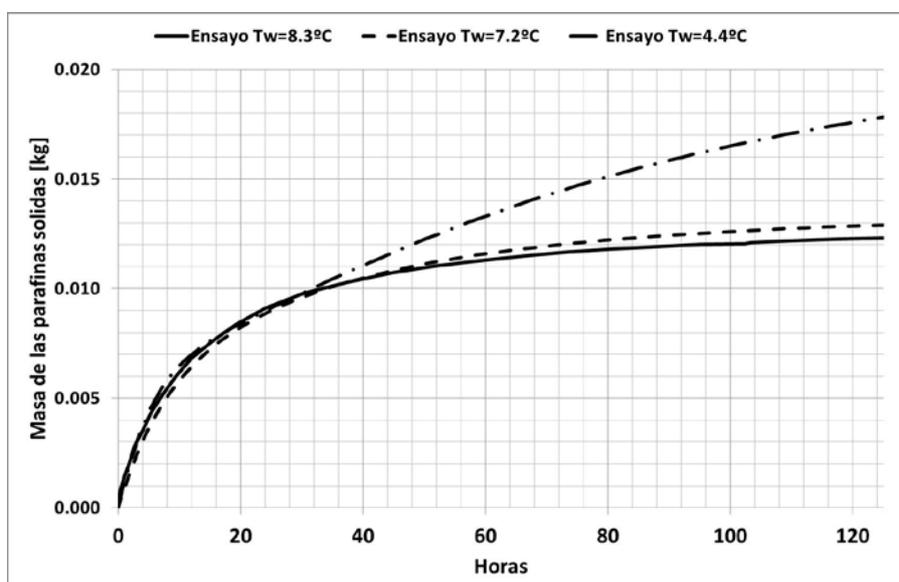


Figura 9: Masa de las parafinas sólidas en el depósito para los ensayos 1, 2 y 3b.

5 CONCLUSIONES

Se presentó una metodología CFD para estudiar la formación de los depósitos de parafinas en tuberías. El modelo que se implementó en Fluent-v15 vía funciones definidas por el usuario (UDF) se basa sobre el modelo propuesto por Singh et al. (2000), Lee (2007) y Huang (2011b). El modelo permite predecir el espesor del depósito y el contenido en parafina sólida, a lo largo del tubo y en función del tiempo.

Se validó el modelo con datos del experimento de Singh et al. (2000). Se consideraron tres ensayos con tres temperaturas de refrigerante distintas. Se obtuvo una buena concordancia entre los resultados numéricos y los datos experimentales para el espesor y el contenido de parafina sólida del depósito. La aplicación del algoritmo de malla dinámica para el ensayo experimental que produce el depósito de mayor espesor, merece una mención especial, ya que presenta indicios de la importancia del efecto de reducción de área de flujo sobre la formación del depósito. En trabajos futuros se investigarán las condiciones de operación que requieren el uso de estas mallas dinámicas.

En próximas etapas de este trabajo, se validará el modelo con experimentos en un “loop” de laboratorio para flujos turbulentos. Se estudiarán los efectos del número de Reynolds y de la tasa de corte en la interfase del depósito. Se realizarán estudios a escala real, para abarcar todos los fenómenos que se presentan en escenarios con dimensiones similares a instalaciones petroleras.

REFERENCIAS

- Aiyejina, A., Chakrabarti, D.P., Pilgrim, A. y Sastry, M.K.S., Wax formation in oil pipelines: a critical review. *International journal of multiphase flow*, Vol. 37, pp 671-694, 2011.
- Burger, E., D., Perkins, T., K., y Striegler, J., H., Studies of wax deposition in the Trans Alaska Pipeline. *Journal of Petroleum Technology*, 1075:1086, June 1981.
- ANSYS, *Fluent Version 15.0 User's Guide*, 2013.
- Gluyas, J.G. y Underhill, J.R., United Kingdom oil and gas fields. *Geol. Soc.*, 20: 327-333, 2003
- Hoffmann, R. y Amundsen, L., Single-phase wax deposition experiments, *Energy & Fuels*, 24, 1069-1080, 2010.
- Huang, Z., Lee, H.S., Senra, M. y Scott Fogler, H., A fundamental model of wax deposition in subsea oil pipelines. *AIChE Journal*, Vol. 57, No. 11, November 2011.
- Huang, Z., Application of the fundamentals of heat and mass transfer to the investigation of wax deposition in subsea pipelines. *PhD Thesis, University of Michigan, Ann Arbor, MI, USA*, 2011.
- Labes-Carrier, C., Ronningsen, H.P., Kolnes, J., Leporcher, E., Wax deposition in North Sea gas condensate and oil systems: comparison between operational experience and model prediction, *SPE 77573*, 2002.
- Lee, H.S., Computational and rheological study of wax deposition and gelation in subsea pipelines. *PhD thesis, University of Michigan, Ann Arbor, MI, USA*, 2007.
- Noville I., y Naveira, L., Comparison between real field data and the results of wax deposition simulation, *SPE 152575*, 2012.
- Sarica, C. y Panacharoensawad, E., Review of paraffin deposition research under multiphase flow conditions. *Energy & Fuels*, Vol. 26, pp. 3968-3978, 2012.
- Singh, P., Ramachandran, V. y Scott Fogler, H., Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels. *Materials, interfaces and electrochemical phenomena, AIChE Journal*, Vol. 46, No. 5, May 2000.

- Singh, P., Venkatesan, R. y Scott Fogler, H., Morphological evolution of thick wax deposits during aging. Fluid Mechanics and transport phenomena, *AIChE Journal*, Vol. 47, No. 1, January 2001.
- Singh, P., Youyen, A. y Scott Fogler, H., Existence of a critical carbon number in the aging of a wax-oil gel. *Thermodynamics, AIChE Journal*, Vol. 47, No. 9, September 2001.
- Tiwary, R. y Mehrotra, A. K., Deposition from wax-solvent mixtures under turbulent flow: effects of shear rate and time on deposit properties. *Energy & Fuels*, Vol. 23, No. 3, pp. 1299-1310, 2009.
- Wright, B. y Sandu, C., Processing shale oils requires innovative solutions. *HP Special report*, July 2013.