

IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO DE DEPOSICIÓN DE PARAFINAS CALIBRADO EN FUNCIÓN DE DATOS DE CAMPO

IMPLEMENTATION OF A FIELD DATA ADJUSTED MODEL FOR PARAFFIN DEPOSITION CALCULATIONS

Roberto F. Pereiras^a, Horacio P. Burbridge^a, Diego A. Palmerio^a

^a*Mision Midstream, YPF Tecnología S.A., Avenida del Petróleo Argentino s/n entre 129 y 143.
Berisso, Buenos Aires. C.P: 1923, Argentina, roberto.f.pereiras@ypftecnologia.com,
horacio.burbridge@ypftecnologia.com, diego.palmerio@ypftecnologia.com, <https://www.y-tec.com.ar>*

Palabras claves: Parafina, Coutinho, Flowax, modelo termodinámico, simulador modular, deposición, oleoducto, ajuste experimental.

Resumen: El petróleo es una mezcla compleja que contiene aromáticos, parafinas, naftenos, asfaltenos, resinas, etc. Las parafinas a temperatura ambiente se solidifican debido a su elevado punto de fusión. Teniendo en cuenta este fenómeno, YPF-Tecnología evaluó mediante un estudio predictivo la deposición en un oleoducto que transporta un crudo con un elevado contenido de parafina. Para realizar el trabajo se utilizó un software comercial, al cual se le ajustaron sus parámetros de deposición con datos de campo, ya que implementando los que vienen por defecto en dicho software, no se predice correctamente la cantidad de parafina depositada. Esta es una situación muy común cuando se utilizan diferentes softwares comerciales debido a la escasez de datos de campo. Es por esto se optó por realizar una calibración del simulador con resultados de otros oleoductos similares y rehacer las simulaciones. Finalmente, los resultados obtenidos indican que las cantidades de parafinas depositadas en el oleoducto son manejables con las instalaciones disponibles. Adicionalmente, se dispone de un modelo de deposición de parafinas en oleoductos, con la novedad de haber sido calibrado con datos de campo, lo cual confiere a las simulaciones actuales y futuras un nivel de confiabilidad no disponible antes de realizar la presente calibración.

Keywords: Paraffin, Coutinho, Flowax, thermodynamic model, modular simulator, deposition, pipeline, experimental setting

Abstract: Petroleum is a complex mixture comprising aromatics, paraffins, naphthenes, asphaltenes, resins, and more. While these paraffins remain dissolved in the fluid under reservoir conditions, they solidify at ambient temperatures. Addressing this phenomenon, YPF-Tecnología implemented a predictive study to investigate the deposition within a pipeline used for transporting a crude oil with notable paraffin content. To undertake this investigation, a specialized commercial software was employed, adjusting its parameters experimentally with field data. The outcomes derived from this study indicate that the paraffins deposited can be effectively managed utilizing the existing facilities. Ultimately, the main novelty of this work is a deposition model calibrated based on real field data, that is now available for future studies.

1 INTRODUCCIÓN

A medida que el petróleo sale del yacimiento y fluye a través de las instalaciones de superficie, su temperatura disminuye debido a la menor temperatura del ambiente circundante. Cuando la temperatura desciende por debajo del punto WAT (temperatura de aparición de parafinas), y dependiendo de la composición del crudo, estas comienzan a precipitar y se depositan sobre la pared de los ductos, formando una capa cuyo espesor aumenta en el tiempo. Esto genera problemas operativos por mayores pérdidas de carga y salidas de operación para aplicar métodos de remediación, con el consecuente lucro cesante. En casos extremos, la obstrucción de la sección de flujo es tal, que la única alternativa viable es el reemplazo de los tramos de cañería afectados.



Figura 1: Dispositivo conocido como “pig” o chanchito, utilizado para limpieza de ductos.

Para ayudar a mitigar este problema se recurre la limpieza interna de los ductos mediante una herramienta llamada “chanchito o pig”, mostrado en la figura 1. El pigging es la práctica de utilizar raspadores, para realizar diversas operaciones de mantenimiento. Esto se hace sin detener el flujo del producto en la tubería.

YPF Tecnología SA (Y-TEC) es la empresa de I+D perteneciente a YPF SA (51%) y CONICET (49%) donde se han realizado algunos estudios de investigación para comprender el proceso de deposición de parafinas y brindar apoyo para aplicar técnicas de remediación.

Una línea de investigación desarrollada en Y-TEC es investigar modelos CFD y 1D para simular el proceso de deposición de parafina para estimar el aumento del espesor de la deposición de parafina con el tiempo en tuberías de transporte. Y-TEC desarrolló un modelo para simular el proceso de formación de depósitos de parafina en conductos utilizando técnicas de dinámica de fluidos computacional (CFD), [M. Ichard y M. Raviculé \(2017\)](#). Este modelo fue propuesto originalmente para simulación de flujos laminares o turbulentos; sin embargo, su validación se realizó sólo para un caso laminar de bibliografía. [H. P. Burbridge et al. \(2017\)](#) implementó dicho modelo para casos turbulentos, aunque dichos resultados no mostraron una muy buena concordancia con los datos que Y-TEC disponía en ese momento para casos turbulentos, y la calibración adicional del modelo se retrasó hasta tener una instalación experimental disponible para validar los resultados numéricos.

Actualmente, en Y-TEC se utilizan modelos 1D para simular la deposición de parafina y proporcionar información sobre el aumento del espesor de la parafina y el proceso de envejecimiento de la parafina tanto para casos laminares como turbulentos.

2 MODELOS NUMÉRICOS EMPLEADOS

La modelización de la deposición de parafinas busca predecir con la mayor exactitud posible el espesor del depósito, su volumen y el contenido de parafina sólida a lo largo del tubo y en función del tiempo.

El modelo propuesto considera la formación de parafina desde un punto de vista termodinámico como el equilibrio sólido-líquido donde los n-alcanos actúan como solutos y todos los demás compuestos como disolventes. Puede ser modelado utilizando la ecuación de equilibrio general sólido-líquido que relaciona la composición en ambas fases con la no idealidad de las fases y las propiedades termofísicas de los componentes puros. Los detalles de dicho estudio pueden encontrarse en el [Coutinho \(2006\)](#)

Además del modelo termodinámico que establece la condición de equilibrio sólido-líquido, es necesario contar con el modelado de la dinámica de la deposición. Es decir, la influencia que tienen las variables fluidodinámicas, como ser la velocidad del fluido y la difusividad de parafinas hacia la pared, para poder establecer precisamente la cantidad depositada en los ductos.

Existen diversos mecanismos que gobiernan el fenómeno de deposición de parafina desde el punto de vista fluidodinámico, pero los más importantes son los siguientes:

- **Difusión molecular:** cuando la temperatura en la pared de la tubería disminuye por debajo de la temperatura de cristalización de parafinas (WAT: *Wax Appearance Temperature*), se produce la precipitación de la parafina disuelta en el crudo líquido. Cuando esto ocurre, la concentración de parafina disuelta en el crudo disminuye, estableciendo un gradiente de concentración de parafina desde el seno del fluido hasta la pared. El gradiente de temperatura radial genera a su vez un gradiente de concentración que produce el transporte por difusión de las moléculas de parafina disuelta en el seno del líquido hacia la pared de la tubería, donde precipita, se deposita y genera una capa sólida. Dicho efecto se esquematiza en la figura 2. La velocidad de deposición de parafina será mayor cuanto mayor sea la diferencia de temperatura (gradiente) entre el seno del fluido y la pared. De igual manera, la velocidad de deposición se reduce cuando el gradiente de temperatura es de menor magnitud.

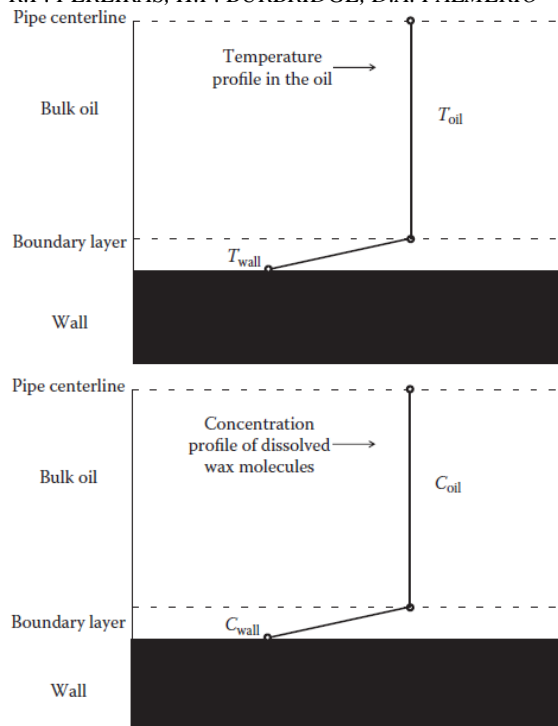


Figura 2: Mecanismo de difusión molecular; gradientes de temperatura y concentración

La ecuación que gobierna dicho fenómeno se presenta a continuación, y relaciona el flujo hacia la pared de la parafina que podría depositarse con la temperatura y la concentración.

$$J_A = -D_{wax} \frac{dC}{dr} = D_{wax} \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dr} = k(C_{bulk} - C_{wall}) \quad (1)$$

Siendo:

J_A : flujo de parafina desde el seno del fluido hasta la pared

D_{wax} : coeficiente de difusión de parafina

C : concentración de parafina

r : posición radial

T : temperatura

k : coeficiente de transferencia de masa

C_{bulk} : concentración de parafina en el seno del fluido

C_{wall} : concentración de parafina en la pared

• **Remoción por cizallamiento (*Shear removal*):** consiste en la erosión del depósito debido al flujo, por esfuerzos de corte. Es prácticamente despreciable en flujo laminar, pero cobra relevancia en flujo turbulento: a mayor número de Reynolds, más significativo será el efecto de este mecanismo, que tenderá a reducir el espesor de la capa de parafina.

• **Envejecimiento:** al depositarse, las partículas sólidas de parafina retienen parte del crudo, convirtiendo al depósito en un medio poroso que contiene hidrocarburo líquido. Dependiendo de la temperatura en la interfaz crudo-depósito, las parafinas disueltas pueden precipitar allí o pueden difundir y precipitar en el interior del depósito. Este proceso se conoce como envejecimiento y se caracteriza por un aumento de la fracción másica de parafina sólida en el depósito con el transcurso del tiempo, que genera un depósito más compacto, de mayor dureza y más resistente a las técnicas de remediación.

Simulador Maximus-FloWax

Maximus-FloWax es un simulador de deposición de parafinas en ductos, licenciado por KBC, específico para modelización de la deposición de parafina. Para llevar a cabo las simulaciones, es necesario suministrar los siguientes datos operativos y experimentales:

- Composición del crudo por HTGC, o bien curva TBP o destilación D86. (ver glosario)
- Contenido total de n-parafinas y su distribución por número de átomos de carbono (opcional)
- Curvas de viscosidad del crudo (opcional)
- Dimensiones y material constructivo del oleoducto
- Temperatura y conductividad del medio en que se encuentra el oleoducto
- Parámetros operativos (presión, temperatura, caudal)
- Coeficiente externo de transferencia de calor (opcional)
- WAT
- Curva de porcentaje precipitado en función de la temperatura (opcional)

Con esta información, Maximus-FloWax realiza una caracterización PVT (ver glosario) del fluido a través de su módulo integrado Multiflash y luego un cálculo del espesor del depósito de parafina a lo largo del oleoducto y en función del tiempo. Sin embargo, se debe aclarar que, si bien Maximus-FloWax es capaz de predecir la evolución del depósito de parafina en función del tiempo (transitorio), las condiciones operativas son consideradas en estado estacionario, por lo que es necesario identificar cuáles serán las condiciones operativas más representativas.

Descripción de parámetros de deposición Maximus-FloWax

Para calcular la deposición de parafina es necesario además de las características del sistema físico y propiedades del crudo, configurar los parámetros de deposición propios del software.

En caso de no contar con datos experimentales o de campo se puede optar por los valores que vienen originales o por default, pero pueden no ser adecuados y predecir una deposición de parafinas diferente de la real.

A continuación, se detallan estos parámetros:

Crudo atrapado en parafina depositada (trapped Oil)

La capa de parafina depositada no consta únicamente de cristales de parafina, sino que se parece más a un gel con crudo atrapado en la porosidad de la parafina depositada. Para configurar este parámetro se puede optar por 3 opciones:

- Porcentaje de masa fijo
- Porcentaje de volumen fijo
- Correlación de Matzain

La cantidad de crudo atrapado puede expresarse en términos de porcentaje fijo de masa o volumen. También puede definirse como una función del número de Reynolds.

Normalmente, el crudo atrapado está entre el 10% y el 40% y la parafina "fresca" tiene porcentajes más altos (por ejemplo, 85%).

Para la correlación de Matzain (una función del número de Reynolds), la proporción de crudo atrapado cambia a lo largo de la tubería como resultado del cambio de velocidad de flujo, temperatura y presión del fluido.

En general, aumentar el porcentaje de crudo atrapado aumenta el espesor calculado de la capa de parafina.

Shear removal

El parámetro *Shear Removal* influye en la erosión del depósito debido al flujo por esfuerzos de corte o cizallamiento.

El arrastre por cizallamiento (*Shear Removal*) ejercido sobre el depósito por el fluido depende también del espesor del depósito. Cuando la velocidad de deposición iguala a la velocidad de remoción por cizallamiento, se alcanza un equilibrio dinámico en el que el espesor de parafina no aumenta más.

El espesor del depósito de parafina es además una función de la resistencia del gel. Esta varía de un crudo a otro dependiendo de la composición, el porcentaje de crudo atrapado en la parafina depositada o de la utilización de inhibidores.

Factor de ajuste de conductividad térmica

En general, los valores más altos de este parámetro aumentan la transferencia de calor a través de la capa de parafina y la temperatura desciende más rápidamente. Sin embargo, este factor puede tener un efecto insignificante en los resultados de la deposición.

Factor de ajuste de rugosidad

Se refiere a la rugosidad de la capa de parafina depositada. Cuanto mayor sea el factor de ajuste, mayor será la caída de presión calculada a lo largo de la tubería.

Mass Transfer Rate (MTR)

En el modelo, solo una parte de la parafina precipitada se deposita en la pared de la tubería. El resto se arrastra en el crudo que fluye. Esto afecta las propiedades de la fase oleosa.

Se puede ajustar la velocidad calculada a la que los cristales de parafina difunden hacia la pared de la tubería.

El aumento del factor de ajuste da como resultado una mayor difusión de parafina a la pared de la tubería y un aumento del espesor máximo de la capa de parafina depositada.

Este es el parámetro más determinante en el cálculo de la deposición de parafina.

Finalmente, se puede adelantar que los parámetros que tienen mayor influencia son el “*Mass Transfer Rate*” y el “*Shear Removal*”, cuyos valores fueron ajustados con los datos de campo, mientras que para el atrapamiento de crudo la correlación de Matzain resultó ser la opción que arroja los resultados más adecuados.

3 SISTEMA ANALIZADO

Con el objetivo de obtener una estimación del potencial impacto de la deposición de parafina y dimensionar el impacto que podría tener este fenómeno en un oleoducto, se simuló la

deposición de parafina empleando modelos específicos del software comercial Maximus-FloWax, alimentados por datos obtenidos de la caracterización en laboratorios de crudos entregados a Y-TEC. Para implementar dicho modelo en el oleoducto principal bajo estudio, se ajustaron los parámetros de deposición con datos de campo de otro oleoducto preexistente con problemas de deposición de similares características

Cálculos de deposición con parámetros ajustados en función de resultados de campo

Dado que los resultados de las simulaciones con los parámetros originales del simulador mostraban cantidades incorrectas de parafinas depositadas, se realizaron simulaciones para ajustar los parámetros de deposición del simulador en función de datos reales de campo de un oleoducto preexistente. Para esta tarea se tomaron datos de deposición de parafina en distintos periodos invernales de operación del oleoducto, ya que los meses más fríos del año son los que se produce la mayor cantidad de deposición, donde es más necesario realizar operaciones de limpieza (piggeo).

Se generó el modelo en el simulador Maximus - FloWax y se calculó la cantidad de parafina obtenida para distintos parámetros de deposición.

Para generar el modelo termodinámico del crudo se utilizó la información obtenida de la caracterización de laboratorio de este realizada en YTEC. En la figura 3 se muestra la cromatografía para uno de los modelos cargados para dicho fin.

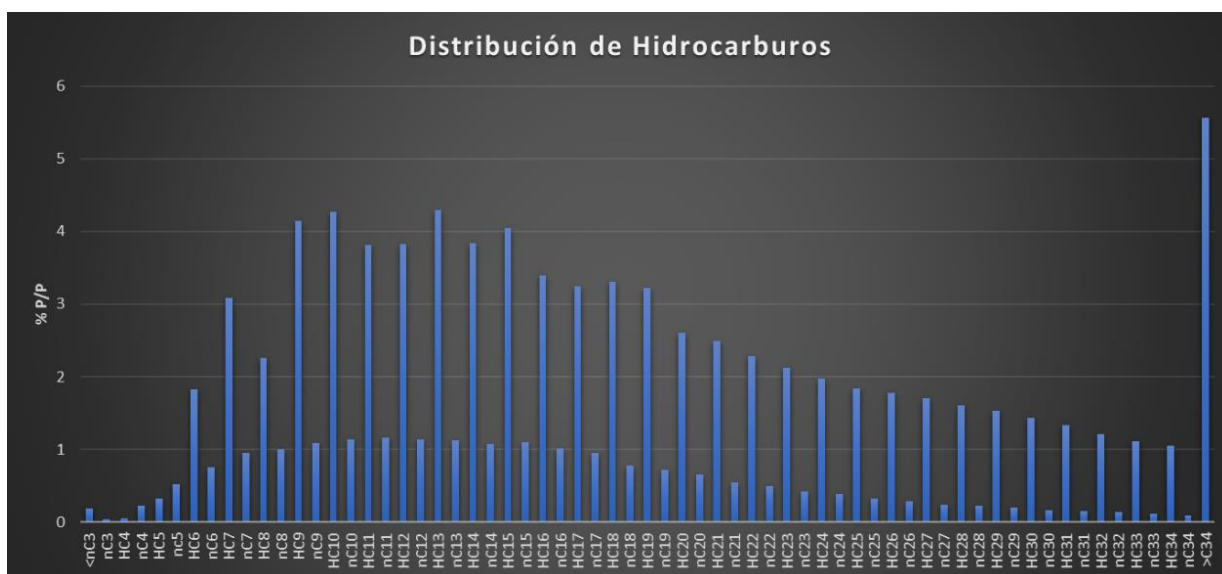


Figura 3: Cromatografía HTGC del crudo implementado en la simulación.

Una vez generado el modelo de crudo se construyó la simulación del ducto del cual se disponían datos de deposición para realizar el ajuste.

4 RESULTADOS DEL AJUSTE DE PARÁMETROS

En la figura 4 se muestra el esquema de dicha simulación realizada en Maximus – Flowax.

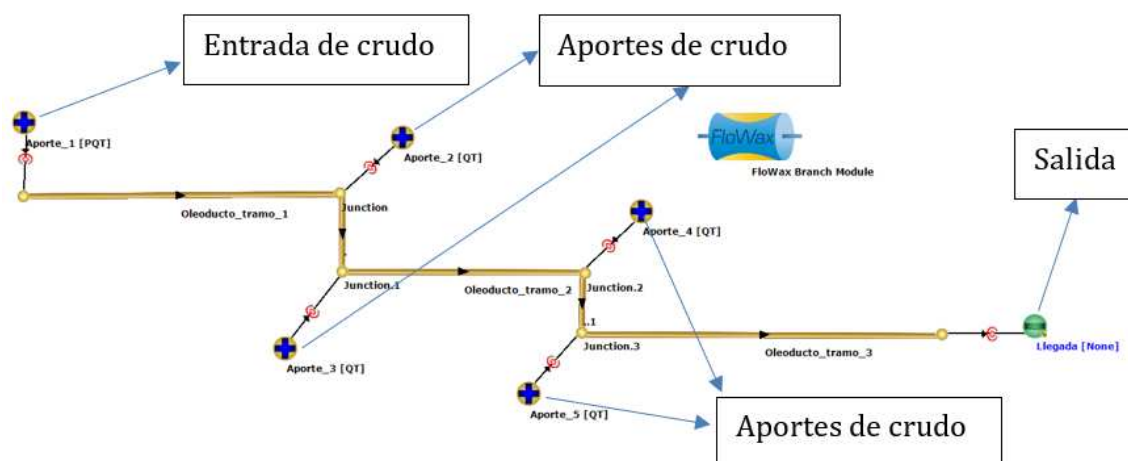


Figura 4: Modelo para ajuste de parámetros de simulador con datos de campo.

En la tabla 1 se muestran los resultados del ajuste vs los datos de campo. Se observa que el ajuste resulta satisfactorio a los fines de estimación.

Resultados	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
Masa Paraf. Simul (kg)	3187	2200	1653
Masa Paraf. Real (kg)	1500	2200	1650
Vol. Simul (m3)	3.6	2.5	1.9
Vol. Real día (m3)	1.7	2.5	1.8
Densidad Paraf.	893 kg/m3		

Tabla 1: Resultados del ajuste vs datos de campo.

Las discrepancias entre la simulación y los datos de campo del periodo “1” puede deberse a que los datos de campo presentan cierta dispersión ya que hay variables que no están controladas ni se dispone de información como, por ejemplo, problemas en la operación o días más calientes, en los cuales una temperatura de invierno promedio podría no ser representativa. Sin embargo, es importante mencionar que la simulación predice un resultado conservativo, el cual es más útil a los fines de prevenir riesgos operativos o de taponamiento de ducto.

5 RESULTADOS DEL OLEODUCTO PRINCIPAL

Similarmente al caso de ajuste se construyó el modelo Maximus-Flowax para el oleoducto principal para el cual se necesitaba tener una estimación precisa de los volúmenes de parafina depositada. En la figura 5 se muestra el esquema de dicha simulación realizada en Maximus – Flowax.

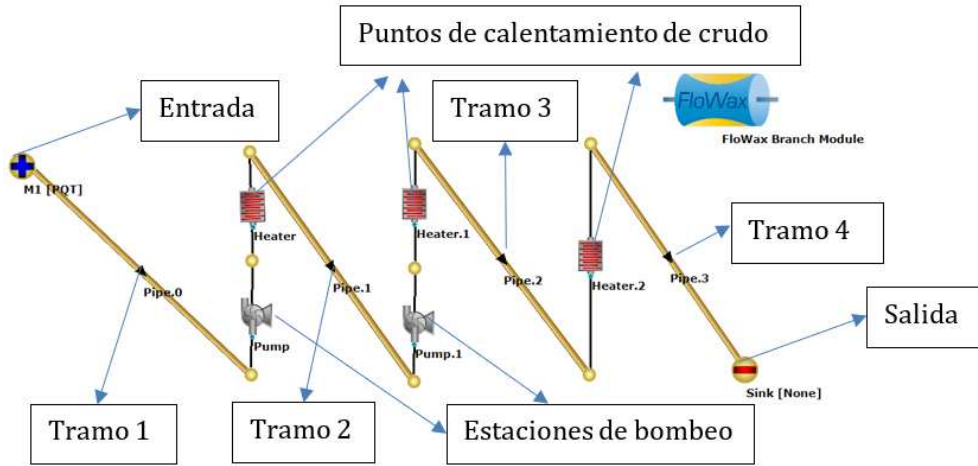


Figura 5: Modelo del oleoducto principal del cual se desea predecir la deposición de parafinas

Dicho oleoducto cuenta con estaciones de bombeo y puntos de calentamiento intermedios. El calentamiento intermedio tiene un efecto perjudicial sobre la deposición de parafinas. Esto se debe a que algunas parafinas ya cristalizadas fluyen con el fluido como pequeños cristales en suspensión que no se depositan. Sin embargo, si se vuelven a disolver al calentar el crudo, vuelven a estar disponibles para su precipitación sobre las paredes más frías.

A modo ilustrativo, en la figura 6 se comparan los volúmenes de parafina depositados para una determinada condición operativa en función de los días de operación del oleoducto. El volumen depositado es en proporción de las trampas de chanco (máximos volúmenes de deposición manejables).

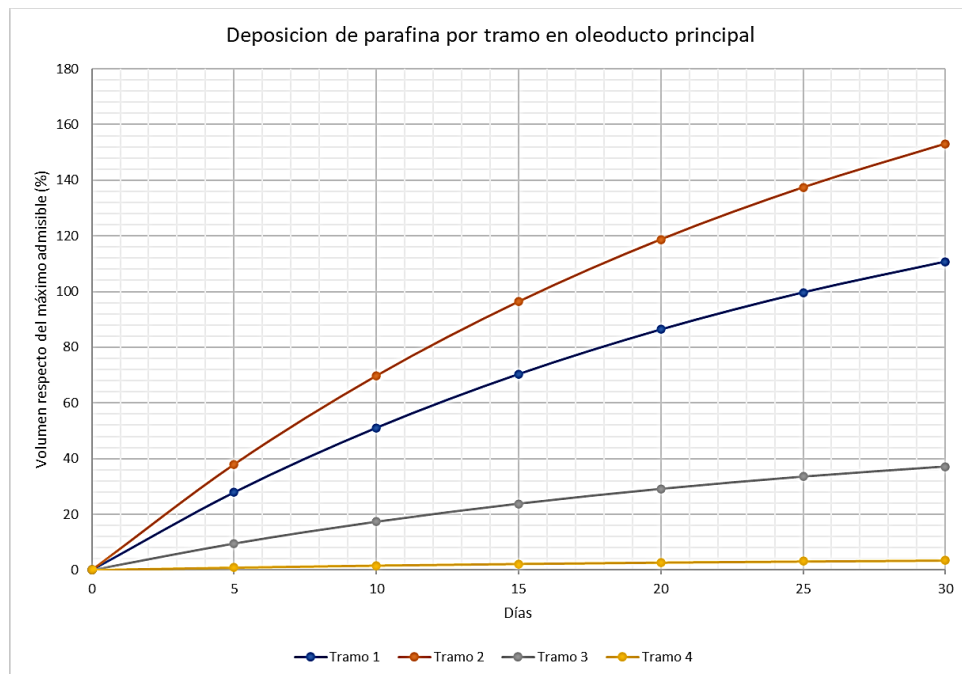


Figura 6: Resultado de deposición de parafina para oleoducto principal

A partir de figuras como la anterior se pueden establecer tiempos de limpieza o “piggeo”, en función de los volúmenes manejables de parafinas.

De esta manera se determinó que con una limpieza por semana es posible controlar la deposición de parafinas, siendo en verano menor la frecuencia. No obstante, estos cálculos son

estimativos y la operación recomendada es realizar limpiezas con la mayor frecuencia posible e ir ajustando la operación en función de los volúmenes de parafina efectivamente extraídos.

Adicionalmente, la calibración del modelo permitió contar con un modelo de deposición preciso ajustado para oleoductos reales.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ✓ Se realizó una calibración de los parámetros del simulador con resultados de campo de un oleoducto que contaba con datos de deposición para simular correctamente el oleoducto principal bajo estudio.
- ✓ Los resultados que se obtienen para el oleoducto principal indican que las cantidades de parafinas depositadas son manejables con las trampas actuales para frecuencias de pigging razonables de al menos una vez por semana.
- ✓ Este resultado es más consistente con la realidad observada respecto de utilizar los parámetros originales o por default del software.
- ✓ La operación recomendada sería arrancar con la mayor frecuencia de pigging posible (una vez por semana) e ir disminuyéndola en función de la cantidad de parafina efectivamente depositada.
- ✓ A partir del estudio se pudo determinar que los escenarios más problemáticos en cuanto a la deposición de parafina son los de bajo caudal. Al incrementar el caudal operativo, se observa una disminución del espesor debido a un mayor arrastre del depósito por esfuerzos de corte en periodo de tiempo largos (*Shear Removal*).
- ✓ Los espesores obtenidos no ocasionan problemas operativos por aumento de la pérdida de carga al reducirse la sección de flujo siempre que se mantenga una frecuencia de limpieza de al menos una por semana.
- ✓ La calibración del modelo permitió contar con un modelo de deposición preciso ajustado para oleoductos reales.
- ✓ Si bien queda por fuera del alcance del presente estudio, se puede mencionar que dichos parámetros han sido validados en trabajos posteriores para otros oleoductos en los cuales también se disponían datos de deposición.

7 GLOSARIO

HTGC: *High-Temperature Gas Chromatography*

D86: El método utilizado fue el ASTM D86, mismo que cubre la destilación atmosférica de derivados de petróleo y combustibles líquidos.

TBP: Las curvas de destilación TBP (del inglés "*True Boiling Point*", temperatura de ebullición real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa

PVT: El análisis PVT es un conjunto de pruebas experimentales que permiten determinar las propiedades características de un fluido en el yacimiento de petróleo mediante la variación de la presión, volumen y temperatura.

WAT: *Wax Appearance Temperature* (temperatura de aparición de parafina)

DSC: Calorimetría Diferencial de Barrido.

Pigging: Limpieza mecánica con scrapers (chanchos) de oleoductos. Se emplea para mantener limpia de sólidos e incrustaciones la superficie interna de la cañería.

Maximus: Software de simulación de KBC para cálculo de flujo en ductos.

Multiflash: Software de simulación de KBC para cálculo de propiedades y generación de modelos termodinámicos de crudos.

FloWax: Módulo añadido a Multiflash y Maximus que se encarga del cálculo de deposición de parafinas.

8 REFERENCIAS

João A. P. Coutinho. *Energy Fuels* 2006, 20, 3, 1081–1088; March 10, 2006, (<https://doi.org/10.1021/ef050082i>) Low-Pressure Modeling of Wax Formation in Crude Oils. November 2001; *Energy & Fuels* 15(6):1454-1460. DOI:10.1021/ef010072r.:

M. Ichard, and M. Raviculé, “Técnicas de fluidodinámica computacional aplicadas al estudio de la deposición de parafinas en tuberías”. *XXI Congreso sobre Métodos Numéricos y sus Aplicaciones. ENIEF 2014. Bariloche, Argentina.*

H. P. Burbridge, F. Bacchi, A. E. Scarabino, and M. Raviculé, “Estudio computacional de la deposición de parafinas en tuberías con flujos turbulentos”. *XXIII Congreso sobre Métodos Numéricos y sus Aplicaciones. ENIEF 2017. La Plata, Argentina.*