

Análisis de los Factores que Influyen en la Deposición de Parafinas en Tuberías por Medio de
una Simulación Computacional

Lizette Mayerly Galindo Estupiñan

Trabajo de Grado para Optar Título de Ingeniera Química

Director:

Giovanni Morales Medina

Dr. Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería Química

Bucaramanga

2021

Contenido

Introducción	9
1.Estado del Arte	10
2.Objetivos	16
2.1 Objetivo General	16
2.2 Objetivos Específicos	16
3.Metodología	17
3.1 Fase I. Revisión de las tendencias de precipitación de parafinas.....	17
3.2 Fase II. Análisis comparativo de las tendencias, caso Norne Blend.	17
3.3 Fase III. Comparación de tendencias con cuatro casos estudios y los resultados de simulación	18
4. Resultados	20
4.1 Tendencias en la precipitación de parafinas.....	20
4.2 Crudos con parafinas.....	23
4.3 Codificación de segmento de tubería en Aspen Hysys	25
4.4 Comparación de Resultados con los Diferentes Crudos	31
5. Conclusiones	42
6. Recomendaciones.....	43
Referencias Bibliográficas	44
Apéndice	47

Lista de Figuras

Figura 1. Diagrama de flujo de la metodología implementada	19
Figura 2. Curvas de precipitación para los crudos estudiados.	25
Figura 3. Curvas TBP para los crudos estudiados	25
Figura 4. Objeto Pipe-Segment, con sus respectivas ventanas para la codificación de sus opciones	27
Figura 5. Convergencia con el objeto Pipe-Segment	27
Figura 6. Curva de precipitación de parafinas de Norne en la ventana de Profes.....	28
Figura 7. Perfil de deposición reportado para el crudo Norne	28
Figura 8. Relación entre la longitud de aparición del depósito y la temperatura del flujo de entrada para el crudo Norne.	29
Figura 9. Espesor de depósito vs longitud para diferentes tiempos	31
Figura 10. Espesor de depósito vs longitud para temperatura del flujo de entrada de 37°C	32
Figura 11. Espesor de depósito vs longitud para temperatura del flujo de entrada de 55.5 °C	32
Figura 12. Espesor de depósito vs longitud para temperatura del flujo de entrada de 92.5 °C	33
Figura 13. Espesor de depósito vs longitud para temperatura del flujo de entrada de 101 °C	33
Figura 14. Espesor de depósito vs longitud presión de entrada de 6864 kPa	35
Figura 15. Espesor de depósito vs longitud presión de entrada de 4046 kPa	35
Figura 16. Espesor de depósito vs longitud presión de entrada de 1716 kPa	36

Figura 17. Espesor de depósito vs longitud para diámetro interno 310 mm	37
Figura 18. Espesor de depósito vs longitud para diámetro interno 315 mm	37
Figura 19. Espesor de depósito vs longitud para diámetro interno 325 mm	37
Figura 20. Espesor de depósito vs longitud para 1 día	39
Figura 21. Espesor de depósito vs longitud para 2 días	39
Figura 22. Espesor de depósito vs longitud para 3 días	39
Figura 23. Espesor de depósito vs longitud para 6 días	40
Figura 24. Espesor de depósito vs longitud para 9 días	40
Figura 25. Espesor de depósito vs longitud para flujo de calor $3 \cdot 10^7$ [kJ/h]	41
Figura 26. Espesor de depósito vs longitud para flujo de calor $7 \cdot 10^7$ [kJ/h]	42

Lista de Tablas

Tabla 1. Matriz resumen: comparación de variables estudiadas respecto a la formación de parafinas	23
Tabla 2. Algunas propiedades de los crudos estudiados.	24

Lista de Apéndices

Apéndice A. Tablas47

Apéndice B. Figuras.....56

RESUMEN

Título: Análisis de los Factores que influyen en la Deposición de Parafinas en Tuberías por medio de una Simulación Computacional.

Autor: Lizette Mayerly Galindo Estupiñan*

Palabras Clave: Transporte de crudo, Deposición, Aspen Hysys**

Descripción:

La presente investigación tuvo como objetivo analizar los principales factores que afectan la deposición de parafina en tuberías de oleoductos, a través de simulación computacional con el programa comercial Aspen Hysys. Además se hizo una revisión de diferentes reportes de literatura, identificando las tendencias de precipitación de parafinas durante el transporte de crudos respecto a los parámetros de la tubería y las condiciones de entrada. Posteriormente se desarrolló un análisis comparativo de las tendencias encontradas en la literatura y los resultados por simulación con el programa comercial Aspen Hysys considerando un caso estudio. Finalmente se comparó la formación de depósitos de parafina durante el transporte de diferentes crudos por oleoductos, por medio de la simulación con el programa Aspen Hysys.

Mediante el programa Aspen Hysys se usó la herramienta llamada profes que se encontró en la paleta en el equipo Pipe-Segment. La ventana Wax Deposition, mostró las cantidades de deposición y relacionó la longitud, en la ventana de al lado Performance graficó deposition thickness versus longitud. Para desarrollar el análisis de los factores que afectan la deposición se consideraron variables como: diámetro interno, temperatura de entrada, presión de entrada, flujo de calor, tiempo para lograrlo se estudiaron tres crudos y un condensado en condiciones de operación.

El estudio arrojó como las variables más influyentes en la deposición la temperatura de entrada, el tiempo y flujo de calor para los crudos estudiados.

* Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería Química Director Giovanni Morales Medina

ABSTRACT

Title: Analysis of the Factors that influence Paraffin Deposition in Pipes by means of a Computational Simulation.

Author: Lizette Mayerly Galindo Estupiñan*

Key Words: Crude Oil Transportation, Deposition, Aspen Hysys**

Description:

The objective of this research was to analyze the main factors that affect paraffin deposition in pipeline pipes, through computer simulation with the commercial program Aspen Hysys. In addition, a review of different literature reports was made, identifying the paraffin precipitation trends during the transportation of crude oil with respect to the parameters of the pipeline and the inlet conditions. Subsequently, a comparative analysis of the trends found in the literature and the results by simulation was developed with the commercial program Aspen Hysys considering a case study. Finally, the formation of paraffin deposits was compared during the transportation of different crude oils through pipelines, through simulation with the Aspen Hysys program.

Through the Aspen Hysys program, the tool called profes that was found in the palette on the Pipe-Segment equipment was used. The Wax Deposition window, showed the amounts of deposition and related the length, in the window next to Performance it plotted deposition thickness versus length. To develop the analysis of the factors that affect the deposition, variables such as: internal diameter, inlet temperature, inlet pressure, heat flow, time to achieve it, three crude oils and one condensate were studied under operating conditions. The study showed as the most influential variables in the deposition the inlet temperature, time and heat flow for the crude oil studied.

* Bachelor Thesis

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería Química Director Giovanni Morales Medina

Introducción

Existen dos esquemas de transporte mundialmente utilizados para conducir el petróleo crudo y los productos derivados a los mercados: Oleoductos y Tanqueros. Los oleoductos son utilizados para movilizar los crudos de los campos de producción a las refinerías y a los puertos de embarque sino hay extensiones importantes de cuerpos de agua (UPME 2018). La efectividad del transporte por tuberías puede ser reducida, entre otros factores, por la deposición de cantidades importantes de parafinas. La acumulación de depósitos de parafina en las líneas de producción y de transporte de crudos ocasiona no sólo serios trastornos en las operaciones sino un incremento gradual en los costos de operación. Un ejemplo de esto fue reportado por Huang *et al.* en el mantenimiento de un bloque de tubería taponado con cera; según los autores, los costos de mantenimiento ascendieron a cerca de 5 millones de dólares, a lo cual se sumaron 25 millones de dólares en pérdidas ocasionados por la diferida de transporte por el cierre de 40 días de la tubería (Huang Z *et al.* .2015).

La formación y la cantidad de los depósitos de parafinas durante el transporte de crudos por tuberías dependen de varios factores. La literatura reporta que los factores son diversos siendo el de mayor efecto la temperatura, así como también la composición del crudo y el tiempo (Ariza E 2011) (Kjoraas 2012) (Brown 1993) (Gudmundsson 2018). Sin embargo, cada crudo y cada sistema de transporte presenta sus particularidades, por lo cual, el análisis de la formación de parafinas debe ser considerado, definiendo los consumos energéticos, los costos de transporte y los posibles problemas por taponamiento. Este análisis puede ser efectuado por medio de herramientas computacionales como Aspen Hysys; esta herramienta, por medio del objeto *pipe-segment* y el procedimiento Profes, permite obtener una predicción de los desempeños en el transporte de crudos, definiendo la formación de depósitos de parafinas, a partir de las propiedades del crudo, la

curva de precipitación de parafinas y la solución de modelos matemáticos basados en el equilibrio termodinámico y el balance de cantidad de movimiento. (Kjoraas 2012) (AspenHysys 2004)

Con lo anterior, el presente documento expone los principales resultados de un análisis de la deposición de parafinas en oleoductos, a través de simulaciones con el programa Aspen Hysys. Para el análisis se consideró una revisión de la literatura, definiendo los efectos que presentan las diferentes variables, como diámetro interno y temperatura de entrada, en la formación de depósitos de parafinas durante el transporte de crudos en oleoductos. Luego, la influencia de los diferentes efectos fue verificada utilizando simulación de un caso de estudio con el crudo Norne, reportado en la literatura (ver Kjoraas, 2012). Por último, la influencia de los factores fue analizada, también por simulación, considerando diferentes tipos de crudos internacionales disponibles en el internet.

1. Estado del Arte

La deposición de cera de parafina es un problema grave de larga data en la industria del petróleo y gas. Cuando el petróleo crudo y el condensado se enfrían en una tubería, la cera de parafina precipita cuando la temperatura desciende a 30-40 °C y menos. La cera de parafina es el componente principal de los depósitos sólidos en los crudos (Gudmundsson 2018). El mejor ejemplo de ello es el campo Colorado, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira – Infantas. En este pozo, el problema de parafinas fue severo por su deposición, especialmente dentro de la tubería de producción y en líneas de superficie, disminuyendo gradualmente la producción hasta ocasionar el abandono de muchos de sus pozos (Ariza-León, E 2008).

Aspen Hysys con su herramienta Profes usa el mecanismo de difusión molecular para el cálculo de la deposición de cera a través de la longitud de la tubería; en Profes, el algoritmo calcula la diferencia de concentración en la región de la pared y en el centro del fluido mediante cálculos de equilibrio a dos temperaturas relevantes con la suposición de la existencia solamente de transferencia de masa, para ello, usa la correlación de Sherwood y el número de Reynolds que basa en la velocidad local del líquido y el radio hidráulico del líquido además la viscosidad usada se fundamenta en la temperatura del fluido y la tasa de corte en la pared . El método de profes para calcular la constante de equilibrio termodinámico posee cuatro opciones: Chung, Conoco, Pederson, *AEA*; éste último modelo es usado por recomendación en la literatura, ya que es el único que incorpora un término para el efecto de la presión sobre el equilibrio líquido-sólido y es explicado por el mecanismo de difusión molecular que puede ser resumido en cuatro pasos:

Paso1.Precipitación de moléculas de parafinas disueltas:

Cuando la temperatura disminuye, los componentes de la parafina en el fluido precipitan en la tubería. Ocurre una diferencia en la temperatura entre la pared de la tubería y el centro del fluido.

Paso2.Generación del gradiente de concentración radial de componentes de cera disuelta:

La pared de la tubería tiene menor temperatura que la del crudo, por ello los depósitos en primero se forman en ese lugar.

Paso3.Deposición de componentes de parafina en la superficie de un depósito existente:

Ya que el crudo sigue fluyendo, la difusión de componentes hacia el depósito continúa ocurriendo, conlleva a la acumulación del depósito de cera.

Paso 4.Difusión Interna de componentes de parafina en el depósito:

En la tubería, algunos componentes cerosos disueltos del crudo continúan difundiendo lo que lleva a que aumenta la fracción de cera en el depósito, a éste fenómeno se le denomina envejecimiento de depósitos. (Huang *et al* 2015)

La ecuación para la deposición que usa el método wax profes es:

$$m = k * (C_{wall} - C_{bulk}) * A * M * W_{wax} \quad \text{Ec.1}$$

$$m = \text{tasa de deposición} \left(\frac{kg}{s} \right)$$

$$k = \text{coeficiente de transferencia de masa} \left(\frac{mol}{m^2 * s \text{ fracción molar}} \right)$$

C = concentración local de los componentes formadores de cera
(fracción molar)

$$MW_{wax} = \text{peso molecular de la cera} \left(\frac{kg}{mole} \right)$$

A = área (m²)

El coeficiente de transferencia de masa es calculado usando la siguiente correlación:

$$Sh = 0.015 * Re^{0.88} * Sc^{1/3} \quad \text{Ec.2}$$

$$Sc = \frac{u}{p * D} \quad \text{Ec.3}$$

$$Re = \frac{v * p * Dh}{u} \quad \text{Ec.4}$$

$$Sh = \frac{k * Dh}{cD} \quad \text{Ec.5}$$

D = difusividad de la cera en el aceite (m²/s)

u = viscosidad líquida (kg/m*s)

$p = \text{densidad de líquido (kg/m}^2\text{)}$

$k = \text{coeficiente de transferencia de massa (mol/ m}^2 \cdot \text{s)}$

$D_h = \text{radio hidráulico (m)}$

$v = \text{velocidad de líquido (m/s)}$

$C = \text{Densidad molar líquida (mole/m}^3\text{)}$

(Aspen Hysys 2004)

Para implementar el uso de la herramienta *Profes* se ingresa las propiedades del fluido, la curva de precipitación y el *cloud point*.

Por otro lado, Brown *et al.* (1993), desarrollaron un modelo computacional para predecir las cantidades de deposición de parafina y el efecto en la tubería de la caída de presión y el perfil de temperatura. Utiliza un modelo termodinámico el cual calcula los equilibrios de fase sólido-líquido-vapor y la cinética que se utiliza para predecir la deposición, los datos se toman de experimentos recreados en el laboratorio y datos en la literatura. El modelo propuesto por estos autores es capaz de predecir los efectos a largo plazo de la deposición de parafina en la tubería.

R. Venkatesan y H. Fogler (2004) desarrollaron un enfoque basado en la solubilidad de la parafina en el crudo, para predecir la tasa de transferencia de masa convectiva utilizando el número de Sherwood, además concluyen que el uso de la analogía de Colburn sobreestima la tasa de transferencia de masa en un factor de 17 lo que conlleva a un diseño conservador en el campo petrolero.

Respecto al estudio del fenómeno de la deposición, (Handal, A 2008), realiza un análisis de algunos experimentos de deposición de cera en un tubo de transporte de petróleo por medio de dos

software: Maple y Matlab, llevando a cabo previamente una revisión de literatura optando por éstos dos como las mejores opciones y concluyendo que el factor más relevante para la deposición es el gradiente de temperatura en el transporte del crudo.

Al mismo tiempo, (Tiwary, D 2008), estudia el cambio de propiedades de flujo del crudo debido a la presencia de parafina respecto al efecto de la tasa de enfriamiento, de la tasa de cizallamiento, la composición del crudo, la dependencia del tiempo y la forma que fluyen los fluidos tixotrópicos usando calorimetría diferencial de barrido, viscosimetría, microscopía, se usaron para construir un diagrama de temperatura de fases en el cual muestra que la solubilidad disminuye al disminuir la temperatura además desarrolla una correlación de viscosidad aparente.

Luego, Lourenço de Oliveira (2018), desarrolló un simulador de procesos para la depositación de parafinas en tuberías, denominado SIMSOLUDEP en Visual Basic para Excel con una interfaz gráfica; este programa fue desarrollado con base en modelos de deposición de literatura. Según el autor, el simulador desarrollado reportó concordancia con los valores obtenidos con el programa comercial Aspen Hysys, con un 3% para el flujo laminar y 10% para flujo turbulento con una media de divergencia de 1,5 % en todos los flujos, además de valores satisfactorios para los perfiles de temperatura y de espesor de depósito.

Ana de Sousa (2019), usa Aspen Hysys como herramienta de simulación y Matlab para modelar numéricamente. Toma los valores de los experimentos de Rosvold 2008 y los simula para obtener perfiles de temperatura y presión con Aspen Hysys además del espesor de depósito, luego con Matlab desarrolla un código teniendo en cuenta las propiedades de fluido y las correlaciones de transferencia de calor obtenidos de Venkatesan 2001 y hace una comparación entre los valores de espesor de depósito que para Aspen arrojan un resultado de 0,3 mm y 0,08 mm para Matlab, la

diferencia entre éstos valores la atribuye a la forma en la cual ingresan los datos de los crudos en Matlab.

Las anteriores referencias soportan la aplicación de una herramienta computacional como Aspen Hysys en el análisis de la deposición de parafinas en tuberías. El presente documento propone la aplicación de la simulación con Aspen Hysys, en el análisis del transporte de crudos con potencial riesgo de precipitación de parafinas.

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Analizar los principales factores que afectan la deposición de parafinas en tuberías de oleoductos, a través de simulación computacional con el programa comercial Aspen Hysys, definiendo su concordancia con lo reportado en la literatura.

2.2 Objetivos Específicos

Revisar diferentes reportes de literatura, identificando las tendencias de precipitación de parafinas durante el transporte de crudos respecto a los parámetros de la tubería y las condiciones de entrada.

Desarrollar un análisis comparativo de las tendencias encontradas en la literatura y los resultados por simulación con el programa comercial Aspen Hysys, considerando un caso de estudio.

Comparar la formación de depósitos de parafina durante el transporte de diferentes crudos por oleoductos, por medio de la simulación con el programa Aspen Hysys.

3. Metodología

La metodología fue planteada en tres fases, las cuales coinciden con los objetivos específicos. A continuación se describen las fases con sus respectivas actividades y posteriormente la Figura 1 resume la metodología planteada.

3.1 Fase I. Revisión de las tendencias de precipitación de parafinas.

Actividad 1. Consecución de referencias. La búsqueda de referencias fue realizada por medio de las herramientas Google Scholar y *Web of Science*, definiendo las palabras claves: “*wax deposition in crude oil pipelines*” y “*flow assurance wax deposition*”.

Actividad 2. Lectura y análisis de las referencias. Los documentos de referencia fueron leídos y analizados, definiendo las tendencias de la precipitación de parafinas en transporte de crudos con los principales factores de operación y construcción de los oleoductos.

Actividad 3. Elaboración de una matriz de tendencias. Las tendencias en la precipitación de parafinas en transporte de crudos fueron condensadas en una matriz.

3.2 Fase II. Análisis comparativo de las tendencias, caso Norne Blend.

Actividad 4. Búsqueda del assay del crudo Norne Blend. Se toma como documento base la tesis de Kjoraas y se procede a hacer la búsqueda del assay en bases de datos y páginas de petroleras.

Actividad 5. Codificación de assay en Aspen Hysys. El assay del crudo parafínico fue codificado en Aspen Hysys v9.0, utilizando la herramienta *Petroleum Assay*.

Actividad 6. Codificación de una sección de tubería en Aspen Hysys. Una sección de tubería fue definida en el programa Aspen Hysys v9.0, por medio del objeto *Pipe-segment*. En este objeto se definieron las características de la tubería: longitud, diámetro interno y flujo de calor perdido a la atmósfera, así como las condiciones del flujo de entrada: temperatura, presión, flujo y composición. Después de convergencia con las condiciones definidas, las respectivas curvas de precipitación de parafinas fueron definidas en la sección Flow Assurance/Wax deposition/Profes /Tuning Data de la misma ventana del objeto *Pipe-segment*. En esta sección también se definieron los tiempos de simulación y la condición de deposición inicial (cero depósitos). La ejecución de la herramienta de deposición de parafinas en tuberías, denominada Profes, reporta los valores máximos de presión y espesor y volumen del depósito a lo largo de la longitud de tubería, para las condiciones de simulación definidas.

3.3 Fase III. Comparación de tendencias con cuatro casos estudios y los resultados de simulación.

Actividad 7. Consecución de assays de crudos parafínicos. Diferentes assays de crudos fueron descargados de páginas de internet; los assays de los crudos descargados tenían la particularidad de reportes de precipitación de parafinas. Estos assays fueron los de los crudos: Ormen Lange, Cold Lake, Gullfaks 2012 y Foinaven 2011.

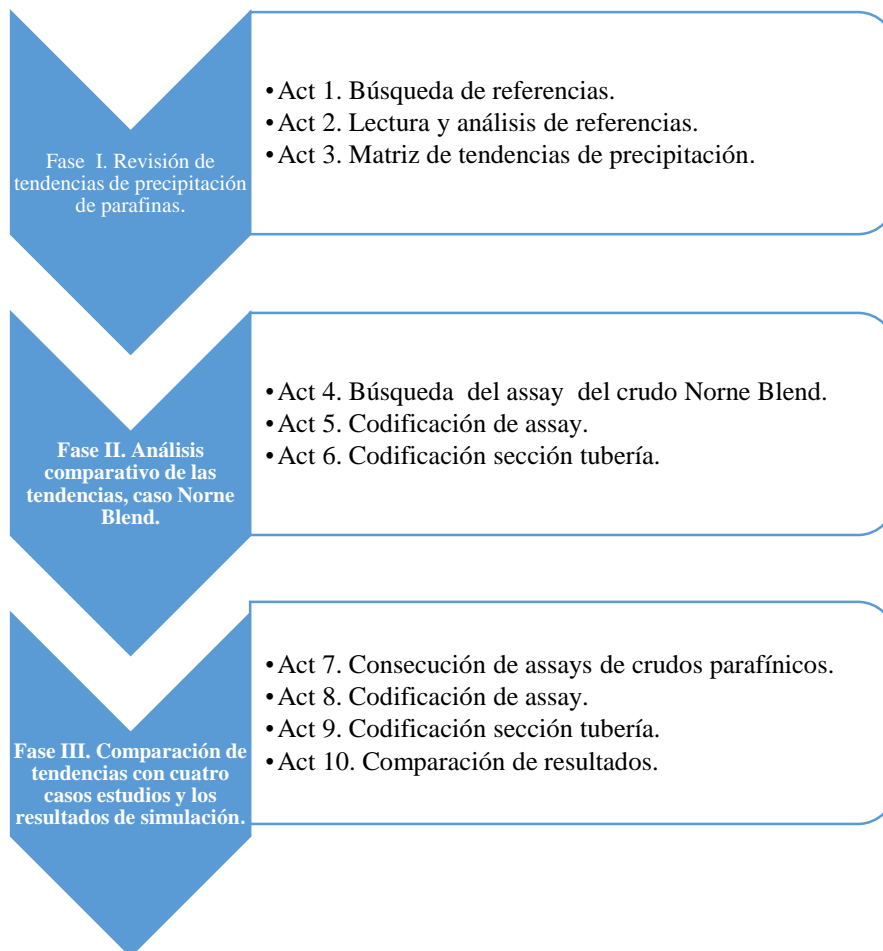
Actividad 8. Codificación de assays en Aspen Hysys. Los assays de los crudos parafínicos fueron codificados en Aspen Hysys v9.0, utilizando la herramienta *Petroleum Assays*.

Actividad 9. Codificación de una sección de tubería en Aspen Hysys. Una sección de tubería fue definida en el programa Aspen Hysys v9.0, por medio del objeto *Pipe-segment*.

Actividad 10. Comparación de resultados de Aspen Hysys. Los resultados de simulación de la deposición de parafinas en tuberías obtenidos con Aspen Hysys fueron analizados para los crudos Ormen Lange, Cold Lake, Gullfaks 2012 y Foinaven 2011. Asimismo, los valores de deposición de parafinas fueron analizados cambiando los diferentes parámetros, tanto de la tubería como del flujo de entrada.

Figura 1.

Diagrama de flujo de la metodología implementada.



4. Resultados

4.1 Tendencias en la precipitación de parafinas.

Las tendencias en lo referente a la precipitación de parafinas en flujo de crudos por tuberías son presentadas a continuación, según los autores encontrados con la búsqueda de literatura definida en la metodología:

- Rosvold (2008). Este autor desarrolló un montaje de una tubería a nivel laboratorio para la determinación de la deposición de parafinas; Rosvold comparó los valores obtenidos experimentalmente con los reportados por simulación, considerando tres modelos de deposición de parafinas. Los modelos evaluados fueron: RRR, Matzain y HydroModel, RRR y Matzain fueron simulados con el software OLGA. RRR mostró que no era adecuado con altas temperaturas. Mientras que las formas de la curva de Matzain coincidieron con los valores experimentales. De otro lado, el modelo Hydro Model no coincidió con los experimentos. Rosvold validó en su análisis que un aumento en la caída de presión condujo a un aumento en la cantidad de parafina depositada en la tubería.
- Botne (2012). Botne aplicó un modelo de deposición logarítmico en sus experimentos de velocidad variable. Este autor calculó el espesor de parafina depositada considerando caída de presión constante, tubería lisa y distribución homogénea de los depósitos. Este autor obtuvo que la tasa de flujo y la temperatura de entrada provocó cambios en la tasa de deposición inicial y en la forma: presentó una curva de deposición asintótica. De igual manera, Botne utilizó sus resultados en una simulación en Aspen Hysys para un oleoducto, obteniendo que la mayoría de los depósitos se presentarían para longitudes entre 3 y 5 km.

- Kjoraas (2012). Kjoraas aplicó el software Aspen Hysys en el cálculo de la deposición de parafina durante el transporte del crudo Norne por un oleoducto, ubicado en el Mar del Norte, en Noruega. Los parámetros definidos por Kjoraas en sus simulaciones fueron: presión de entrada, temperatura de entrada, coeficiente de transferencia de calor a través de la tubería, diámetros interno y externo, longitud de la tubería y rugosidad. Su objetivo correspondió a implementar la herramienta profes y verificar su precisión, para ello hizo una comparación con los valores obtenidos por su simulación y los resultados reportados en la literatura. Según los resultados de Kjoraas, hubo una buena coincidencia cuando no se tuvo en cuenta los efectos de rugosidad para ambos escenarios, con éste fin cita éstas cifras: A ella el simulador le arroja después de 2 días 1,8 mm de parafina y 7 un espesor de 7,2 mm, hace la comparación con los resultados reportados por Aske (Aske, N 2011): 1,6 mm y 6,5 mm para los mismos tiempos de simulación.
- Seyfaee *et al.* (2012). Seyfaee *et al.* analizaron el efecto en la deposición de parafina con el aislamiento térmico de la tubería, durante el transporte de crudos por el oleoducto Bangestan unidad de producción Ahvaz-3, en Irán. Los autores midieron el coeficiente global de transferencia en tramos del oleoducto, la temperatura del fluido y la temperatura de aparición de parafinas (WAT: *wax appearance temperatura*). Seyfaee *et al.* relacionaron las anteriores mediciones con la cantidad de parafina depositada para 4 espesores diferentes de aislamiento. Los autores afirmaron (como se esperaba) que la adición del aislamiento en el oleoducto conduce a una mayor sección de longitud antes de la aparición de los primeros depósitos de parafina. Según los autores, con un espesor de aislamiento de 3,4 in el primer depósito de parafina se formaría a los 12 km. Asimismo, según Seyfaee *et al.* los resultados coincidieron con las simulaciones aplicadas a través del programa denominado Olga.

- Rukthong *et al.* (2015). Rukthong *et al.* investigaron el efecto de las características de la pared de la tubería (espesor, conductividad térmica y coeficiente de transferencia de calor de la superficie externa) sobre el perfil de transporte del crudo. Los autores aplicaron un diseño experimental estadístico con una simulación basada en un modelo de dinámica de fluidos computacional (CFD). Según los resultados de estos autores, la conductividad térmica de la tubería y el coeficiente de calor, así como su interacción mostraron efectos estadísticamente significativos sobre la distancia a la cual surgen los depósitos de parafina.
- Valiev (2019). Valiev emplea el software Aspen Hysys usando como variables de estudio: temperatura de entrada del crudo, diámetro interno, tipo y cantidad de solvente para adicionar al crudo y mejorar su fluidez con el fin de estudiar la cantidad de parafina depositada a través de la tubería y su influencia. Implementa el software PVTSim 19 y calcula la pérdida de presión el cambio de temperatura a través de la tubería y la formación de sedimentos. Encontró una relación no lineal entre la temperatura del flujo de entrada con el cambio en el espesor de los sedimentos, esto se debe a influencia del gradiente de temperatura a lo largo de la tubería debido a esto es posible notar la tendencia de desplazamiento del punto de inicio de la formación de sedimentos. Halló respecto al diámetro interno, que un aumento en el espesor del depósito ocurría cuando había una disminución en el diámetro y esto sucedió debido a un aumento en la tasa de flujo volumétrico del crudo.

Las anteriores referencias describen las tendencias encontradas en la literatura consultada para la formación de depósitos con los parámetros de la tubería. La matriz presentada en la siguiente tabla resume las tendencias mencionadas por las anteriores referencias.

Tabla 1.

Matriz resumen: comparación de variables estudiadas respecto a la formación de parafinas.

Variables	Formación de Parafinas	
Composición del crudo	Kjoraas 2012	↑
Diámetro	Valiev 2019	↓
Caída de presión	Rosvold 2008	↑
Aislamiento	Seyfaee et al. 2012	↑
Conductividad Térmica y coeficiente de transferencia de calor	Rukthong et al. 2015	↓
Temperatura de flujo de entrada	Valiev 2019 Botne 2012	↓
Tasa de Flujo	Botne 2012	↑

4.2 Crudos con parafinas.

Los assays de los crudos Norne, Gullfaks, Foinaven, Ormen Lange y Cold Lake fueron descargados vía internet. Estos crudos tienen la característica de exhibir cantidades suficientes de parafinas, por lo cual diversos reportes analizan los respectivos depósitos durante su transporte por tuberías; la Tabla 2 presenta algunas propiedades para los crudos mencionados. Por su parte, la Figura 2 presenta las respectivas curvas de precipitación de parafinas para estos crudos. Según esta figura, los crudos con menores porcentajes de precipitación experimental de parafinas son los crudos Gullfaks y Ormen. También, los crudos que presentan mayor cantidad de porcentaje de precipitación de parafinas corresponden a Foinaven y Norne-Cold Lake. Asimismo, según la Figura 2, los crudos seleccionados en este documento presentan tendencias semejantes en la precipitación de parafinas con la temperatura; los crudos Ormen y Cold Lake exhiben un aumento lineal de la precipitación con la disminución de la temperatura, mientras el crudo Gullfaks presenta una disminución de la precipitación con la disminución de la temperatura; en contraste, la precipitación en el crudo Foinaven exhibe una aumento con la temperatura, con un máximo y un mínimo en 5,8 °C y 4,9 °C, respectivamente. Es importante mencionar que las curvas de precipitación dependen

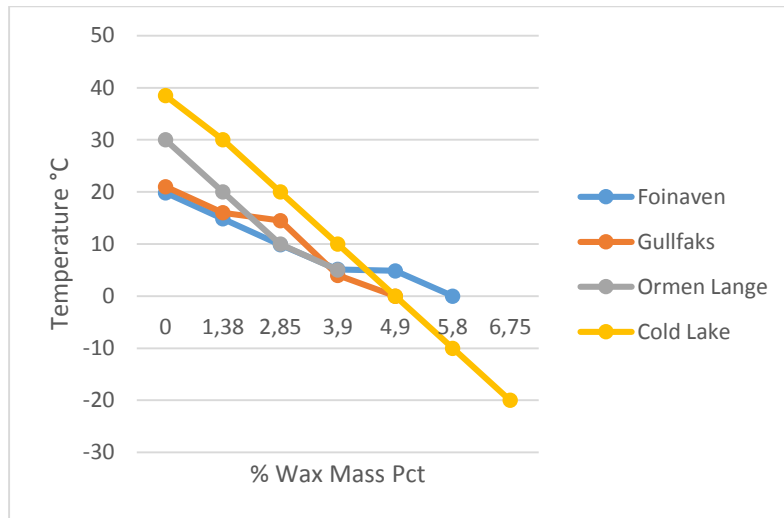
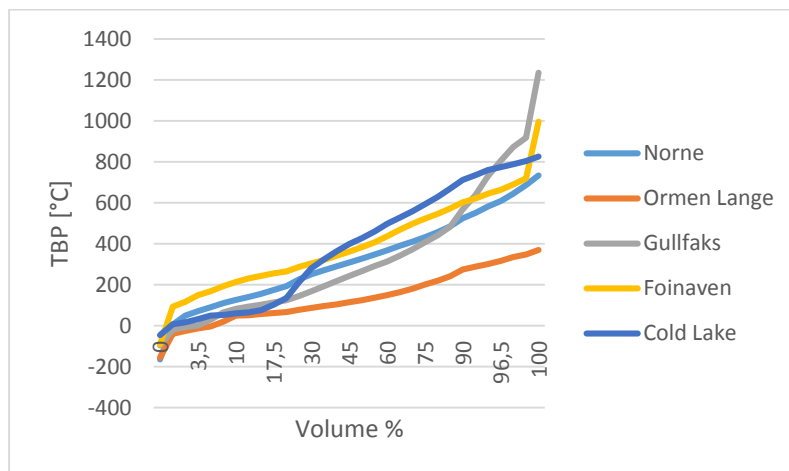
de la composición química de la parafina y el tipo de petróleo crudo; por lo cual, la forma de las curvas puede ser recta o curva (cóncava o convexa) (Kjoraas 2012) (Gudmundsson, 2018) (Edmond, 2008).

Tabla 2.

Algunas propiedades de los crudos estudiados

	Aromáticos Volumen [%]	Naftenos Volumen [%]	Gravedad API	Cloud Point [°F]	Parafinas Volumen [%]	Asfaltenos [%]
Norne	49,87	29,83	33,17	97,73	20,29	0,07
Foinaven	32,11	63,05	26,64	70,35	4,85	0,23
Gullfaks	24,19	51,26	38,14	-32,07	24,55	0,16
Ormen	6,25	34,21	59,71	-91,44	59,54	0
Lange						
Cold Lake	55,06	23,15	22,07	22,65	21,78	9,10

De otro lado, la Figura 3 compara las curvas de destilación (TBP: *true boiling point*) para los mismos crudos. Según las tendencias mostradas en esta figura, las curvas TBP representan a crudos con diferentes composiciones de aromáticos, naftenos y parafinas. Esta diferente composición conduce a crudos con diferente rendimiento en productos de destilación; el crudo Ormen (API=59,71) corresponde a un crudo liviano con elevado contenido de gasolinas y diésel, mientras que el crudo Gullfaks (API=38,14) es un crudo con contenidos importantes de gasóleo. De igual manera, los crudos Cold Lake (API=22,07) y Foinaven (API=26,64) exhiben cantidades importantes de gasolina, diésel y gasóleos.

Figura 2.*Curvas de precipitación para los crudos estudiados.***Figura 3.***Curvas TBP para los crudos estudiados.*

4.3 Codificación de segmento de tubería en Aspen Hysys.

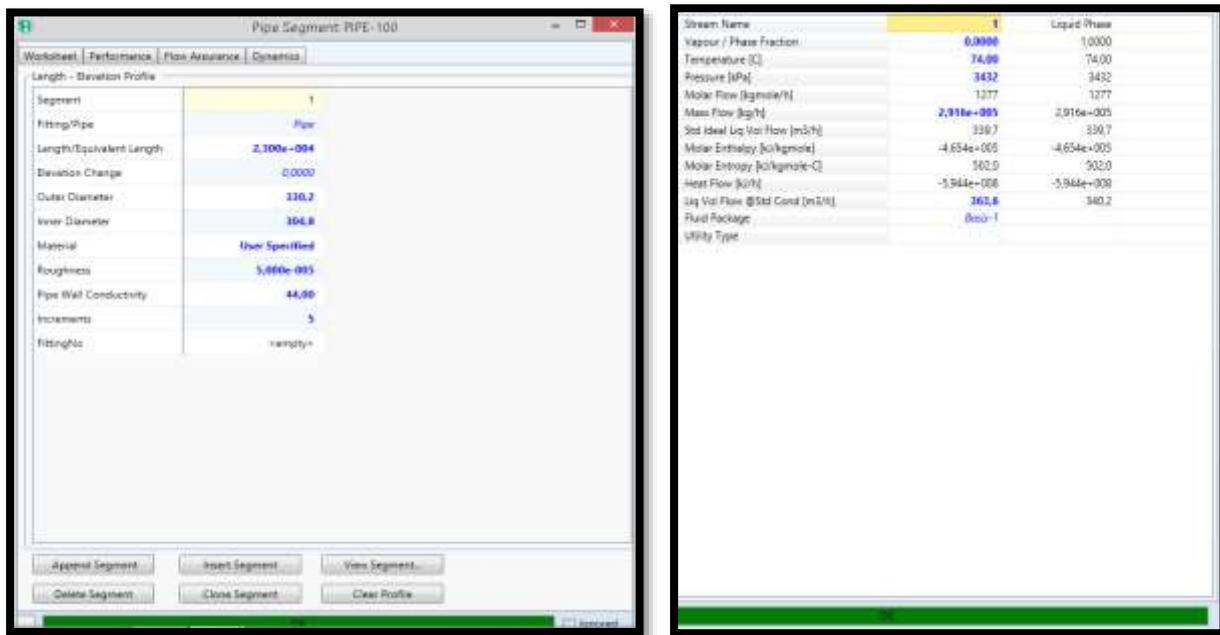
La Figura 4 presenta el objeto *Pipe-Segment*, con su respectiva ventana para la codificación de sus opciones. Las variables definidas en el objeto fueron: temperatura de entrada 74°C, presión de entrada 3432 kPa, diámetro interno 304,8 mm, longitud 23000 m; estos valores coinciden con el

caso de estudio presentado en el documento de Kjoraas. El assay codificado en esta simulación fue el referente: el crudo Norne. De igual manera, la curva de precipitación de parafinas para este crudo fue codificada en la herramienta Profes (Figura 6). El paso de simulación (*timestep*) fue fijado en 8 min 20 s, según lo sugerido por Kjoraas, mientras el tiempo total de simulación fue establecido en 48 horas. La simulación reportó convergencia con las anteriores opciones definidas en el objeto *Pipe-segment* y en la herramienta Profes (Figura 5). Los resultados de la simulación reportan una caída de presión de 1105 kPa para la longitud total de la tubería. Es importante mencionar que la caída de presión obtenida fue la misma, independiente de la correlación seleccionada; las correlaciones para la pérdida de presión por fricción disponibles en el objeto *pipe-segment* son: Beggs and Brill (1973), Beggs and Brill (1979), Gregory Aziz Mandhane, HTFS, Liquid Slip, HTFS, Homogeneous Flow, Olgas_3P, Olgas_2P, Tulsa Unified Model (2-Phase) y Tulsa Unified Model (3-Phase).

Respecto a los depósitos de parafina, la Figura 7 presenta el perfil reportado por la herramienta Profes, considerando el tiempo total de 48 horas. Según esta figura, el transporte del crudo Norne no presenta depósitos de parafinas en los primeros 9000 m de longitud de tubería. Posterior a esta longitud, el espesor de depósito aumenta de manera lineal, exhibiendo un punto máximo en alrededor de los 18500 m; después de este máximo se presenta una disminución en el espesor del depósito de parafina formado en la tubería. La tendencia reportada en la Figura 7 se compara con el trabajo de Valiev en el anexo (Figura B7).

Figura 4.

Objeto Pipe-Segment, con sus respectivas ventanas para la codificación de sus opciones.

**Figura 5.**

Convergencia con el objeto Pipe-Segment.

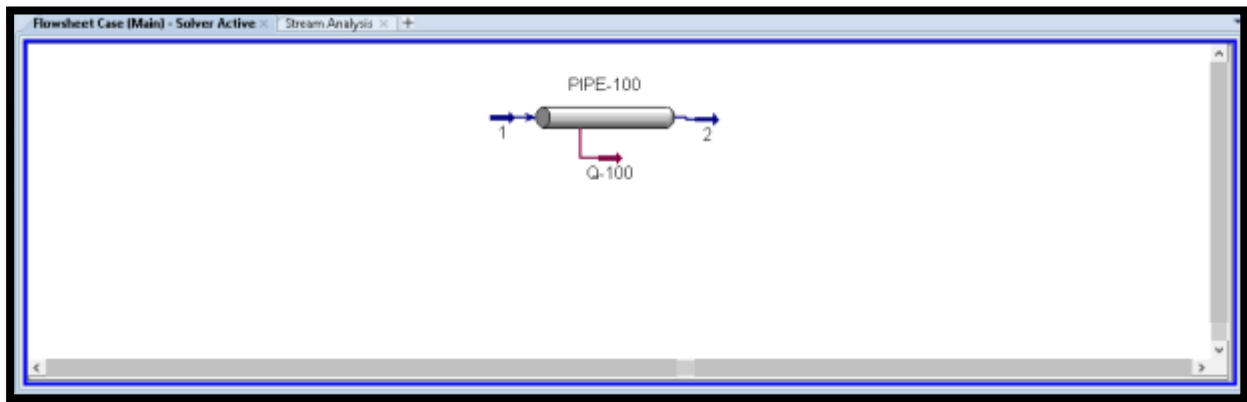
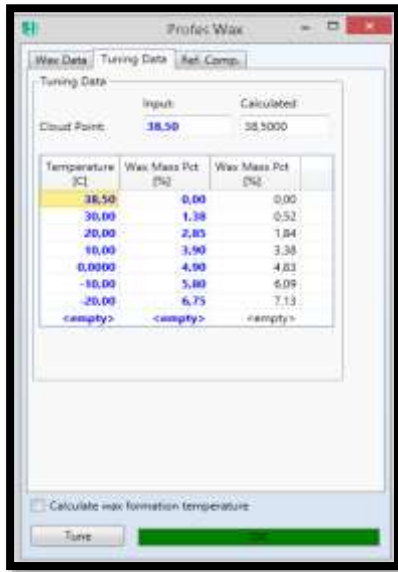
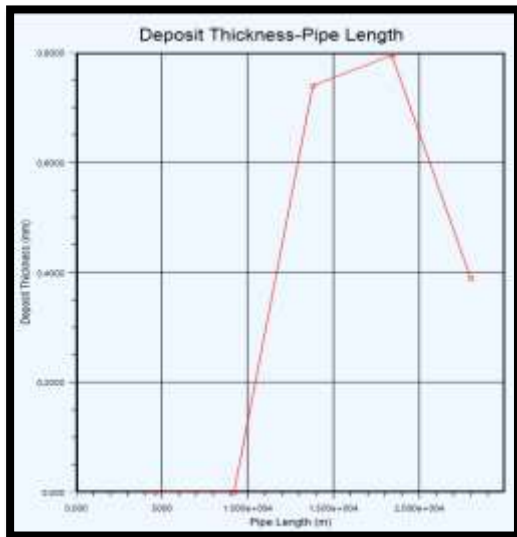


Figura 6.

Curva de precipitación de parafinas de Norne en la ventana de Profes

**Figura 7.**

Perfil de deposición reportado para el crudo Norne.

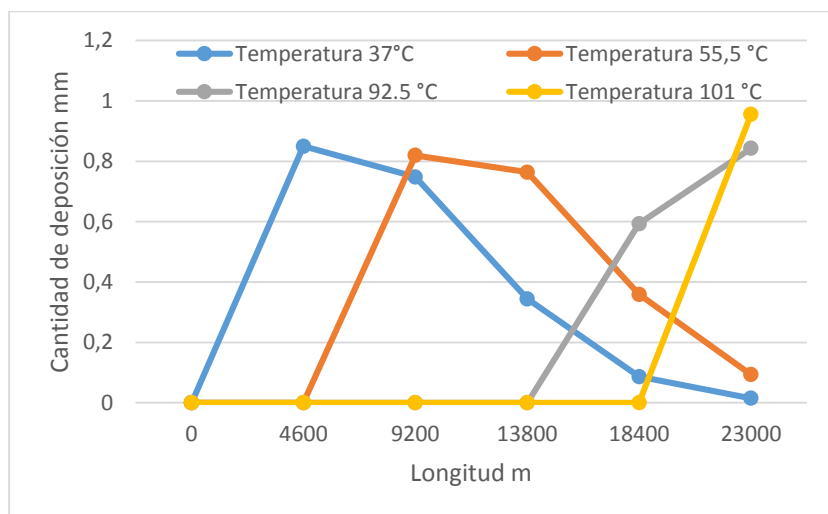


Por otro lado, un aumento en la temperatura del flujo de entrada conduce a un aumento en la longitud de tubería requerida para la aparición del primer depósito de parafina. Para una temperatura de entrada de 37°C, el depósito se forma en 4600 m, mientras que para una temperatura

de 55,5°C, el depósito aparece a partir de 9200 m. La Figura 8 ilustra la relación entre la longitud de aparición del depósito y la temperatura del flujo de entrada. Según esta figura, a mayor temperatura de entrada mayor longitud requerida para la aparición del depósito de parafina, lo cual coincide con lo presentado en la Tabla 1; *i.e.* el punto de la formación de la parafina corre a lo largo de la tubería a medida que aumenta la temperatura de entrada del crudo. (Valiev 2019). Esta relación era de esperarse debido a que una mayor temperatura de entrada aumenta el perfil de temperatura del crudo en la tubería, requiriendo mayor longitud de tubería para la temperatura de aparición del depósito de parafina o *cloud point* (en el crudo Norne aprox. 38,5 °C). De otro lado, un cambio en la presión de entrada conduce a un cambio en el perfil de deposición de parafinas; sin embargo, la longitud a la cual aparece el depósito de parafina se mantiene cercana para las presiones ensayadas de 6864 KPa, 4046 KPa y 1716 KPa. Una disminución en la presión del flujo de entrada conduce a un aumento en la cantidad depositada para longitudes de tubería superiores a 18000 m (Ver tabla A4 en anexos).

Figura 8.

Relación entre la longitud de aparición del depósito y la temperatura del flujo de entrada para el crudo Norne.



También, el diámetro interno fue cambiado a los valores 310, 315 y 325 mm. Los resultados con la herramienta Profes del objeto *Pipe-Segment* indican que a menor diámetro se genera mayor espesor de parafina depositada (Ver tabla A5 en anexos), lo cual concuerda con lo presentado en la Tabla 1. El aumento del espesor del depósito con la disminución en el diámetro se debe a un aumento en la tasa de flujo volumétrico del crudo, lo cual coincide con lo reportado por Valiev en 2019. Un menor diámetro conlleva a una mayor turbulencia, aumentando la probabilidad de choques de parafinas y conduciendo a una mayor generación de los respectivos depósitos.

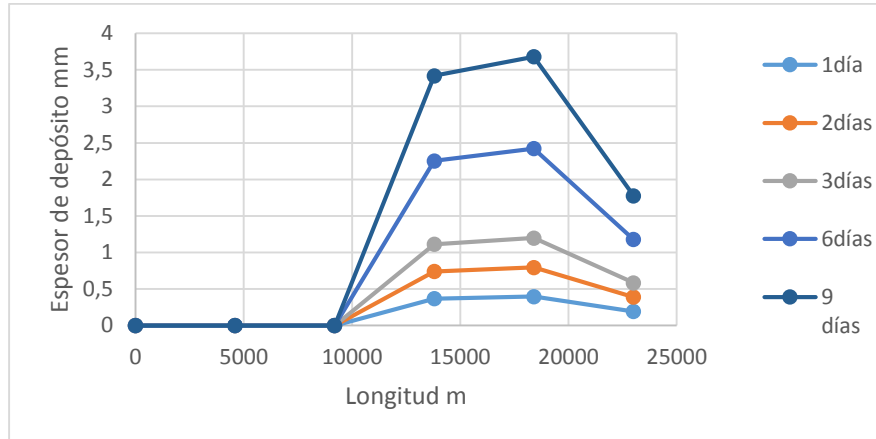
Respecto a la variación en el tiempo, la cantidad de deposición es mayor a medida que aumenta el cambio. A partir de aproximadamente la tercera parte de tubería, para el tiempo estudiado, comienza la deposición de parafinas, según lo presentado en la Figura 9 (Tabla A6 en anexos). En la Figura 9 se exhibe el crecimiento de la capa de depósito de parafina hasta el día 9; según esta figura, la tendencia de crecimiento se mantiene con el tiempo, pero el punto máximo del depósito exhibe un corrimiento hacia mayores valores de longitud de tubería. Lo anterior concuerda con lo analizado experimentalmente por Brown *et al.*, 1993, para el crudo No 6 (Figura B12 del anexo). Asimismo, de la Figura 9 es posible inferir que el transporte del crudo Norne por tubería experimenta un crecimiento de *ca.* 0,5 mm/día, en su punto máximo del depósito.

Por otra parte, según los resultados de la simulación, la cantidad de depósito de parafina es directamente proporcional al flujo de calor perdido al ambiente. Para un flujo de calor de $7 \cdot 10^7$ kW, el depósito aparece a los 9200 m, mientras que para $3 \cdot 10^7$ kW, el depósito aparece a los 18400 m (Ver tabla A7 anexos). Esto se explica debido a que a mayor pérdida de energía en el transporte del crudo mayor disminución en la temperatura del crudo, con lo cual, para el caso del crudo Norne, la disminución en la temperatura conduce a un aumento en la precipitación de parafinas (Figura 2);

como consecuencia se obtiene una aparición temprana de la deposición en la tubería con un incremento en el flujo de calor perdido al ambiente.

Figura 9.

Espesor de depósito vs longitud para diferentes tiempos



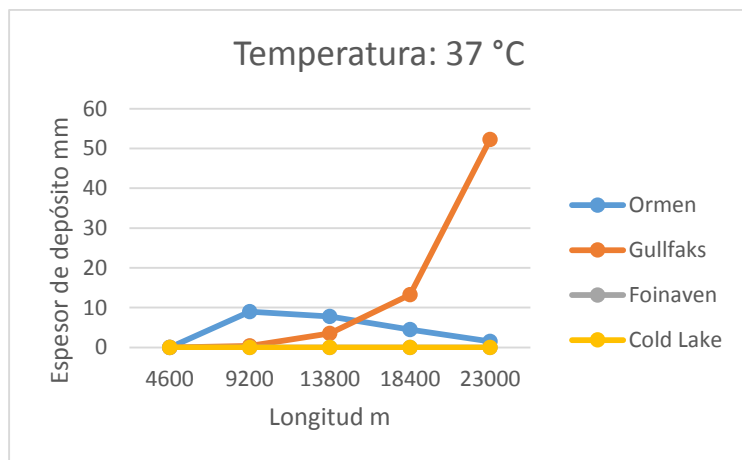
4.4 Comparación de Resultados con los Diferentes Crudos.

Con base en la anterior sección, a continuación se presenta una comparación entre las tendencias de formación de depósitos para los crudos Gullfaks, Foinaven, Ormen Lange, Norne y Cold Lake. Las variables y los parámetros definidos por defecto en el objeto *Pipe-segment* para la obtención de las tendencias fueron: temperatura de entrada 74°C, presión de entrada 3432 kPa, diámetro interno 304,8 mm, longitud de tubería 23000 m y pérdida de calor al ambiente de $5 \cdot 10^7$ kJ/h.

- Tendencias con la variación en la temperatura de entrada. Las Figuras 9-13 presentan las tendencias en la deposición de parafinas, a lo largo de la tubería, para las temperaturas de flujo de entrada 37, 55,5, 92,5 y 101 °C, respectivamente. Las demás variables y parámetros fueron mantenidos constantes según las condiciones mencionadas anteriormente.

Figura 10.

Espesor de depósito vs longitud para temperatura del flujo de entrada de 37 °C.

**Figura 11.**

Espesor de depósito vs longitud para temperatura del flujo de entrada de 55,5 °C.

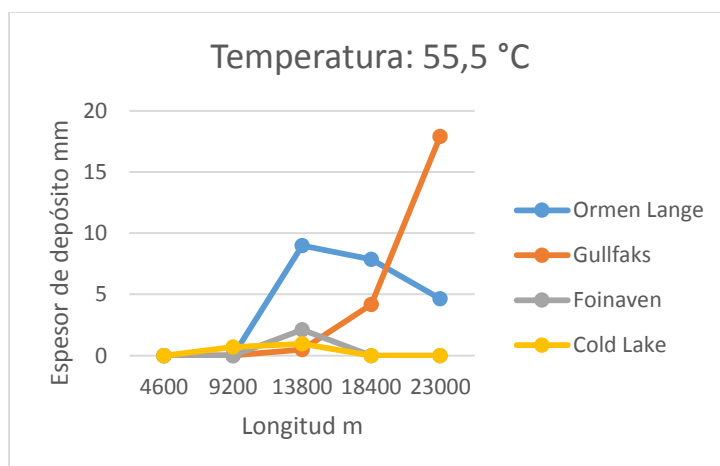
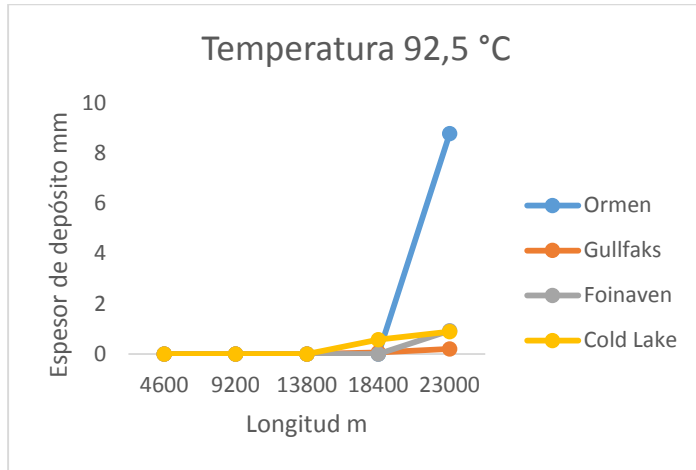
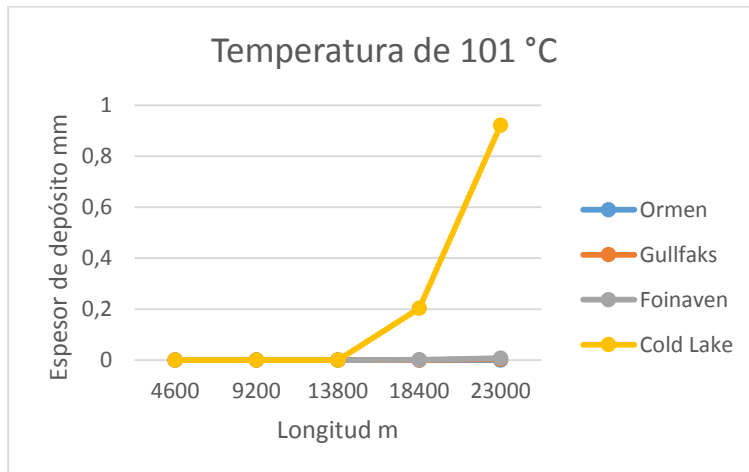


Figura 12.

Espesor de depósito vs longitud para temperatura del flujo de entrada de 92,5 °C.

**Figura 13.**

Espesor de depósito vs longitud para temperatura del flujo de entrada de 101 °C.



Según la Figura 10, a 37 °C el crudo Gullfaks presenta un crecimiento de tipo exponencial, a partir de los 9200 m de tubería; este crudo genera el mayor depósito para una distancia superior a los 15000 m. El crecimiento del depósito a lo largo de la tubería es diferente para los crudos, debido principalmente al perfil de temperatura mostrado por cada uno, a su respectiva curva de precipitación (Figura 2) y *cloud point* (Tabla 1); los perfiles de temperatura son presentados en las

Figuras B9-B12 del Anexo. Los crudos Cold Lake, Norne y Foinaven presentan igual comportamiento, con una deposición despreciable de parafina en la longitud de tubería.

Por su parte, el crudo Ormen exhibe una tendencia cóncava con un espesor de depósito máximo en *ca.* 9200 m de tubería. Para un aumento en la temperatura del flujo de entrada a un valor de 55,5 °C, el crudo Ormen cambia su tendencia respecto a la deposición de parafinas obtenida en 37 °C, según lo mostrado en la Figura 11; el espesor del depósito formado por este crudo cambia su tendencia a una forma exponencial, iniciando su crecimiento en los 13800 m, aproximadamente. Los otros crudos mantienen su tendencia en la formación de depósitos con el nuevo valor de temperatura.

Un aumento mayor en la temperatura de entrada a los valores 92,5 y 101 °C impacta en una disminución del espesor de los depósitos de parafina formados por los crudos; las Figuras 12 y 13 ilustran los perfiles de deposición para el flujo de los crudos a 92,5 y 101 °C, respectivamente. Para una temperatura de 92,5 °C (Figura 12), el crudo Ormen presenta el mayor valor de espesor de depósito para valores de longitudes de tubería superiores a los 19000 m, mientras que los flujos de los demás crudos no alcanzan valores superiores a 1 mm en los depósitos de parafina. Para una temperatura de 101 °C, solo los crudos Norne y Cold Lake alcanzan 1 mm de espesor en el depósito de parafina, para la longitud total de tubería definida en las simulaciones.

- Tendencias con los cambios en la presión de entrada: Las predicciones para el perfil de deposición de parafinas en el transporte de los crudos muestran una variación menor con la presión de entrada (Figuras 14-16); las demás variables y parámetros fueron mantenidos constantes según las condiciones mencionadas al inicio de la sección. Al modificar la presión de entrada, el comportamiento en la precipitación de los crudos no varía; en Gullfaks y Ormen se obtiene la mayor formación de precipitado al final de la tubería,

mientras que en Cold Lake y Foinaven la tendencia de deposición sigue el patrón cóncavo, decayendo a cero para la longitud de 23000 m (tablas A13 – A14 – A15 en anexos). Lo anterior difiere de los resultados obtenidos en la sección anterior para el crudo Norne.

Figura 14.

Espesor de depósito vs longitud para presión de entrada 6864 kPa.

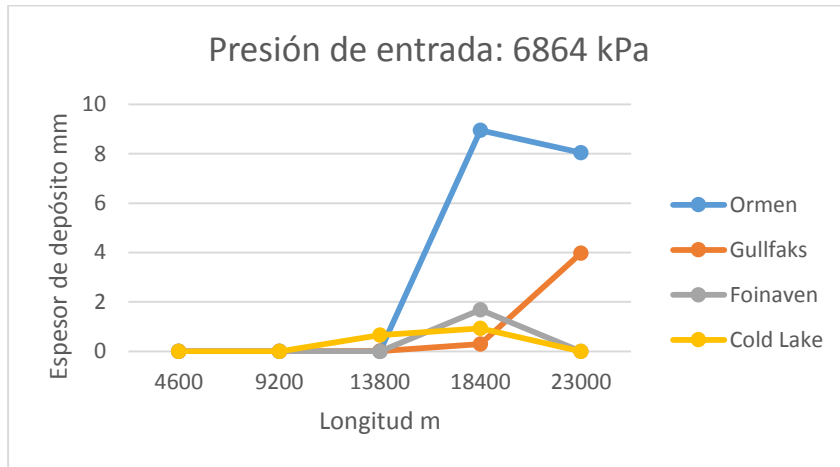


Figura 15.

Espesor de depósito vs longitud para presión de entrada 4046 kPa

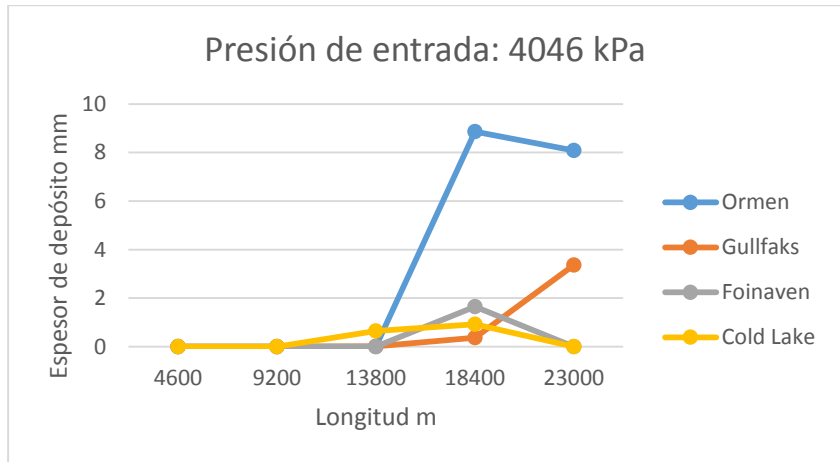
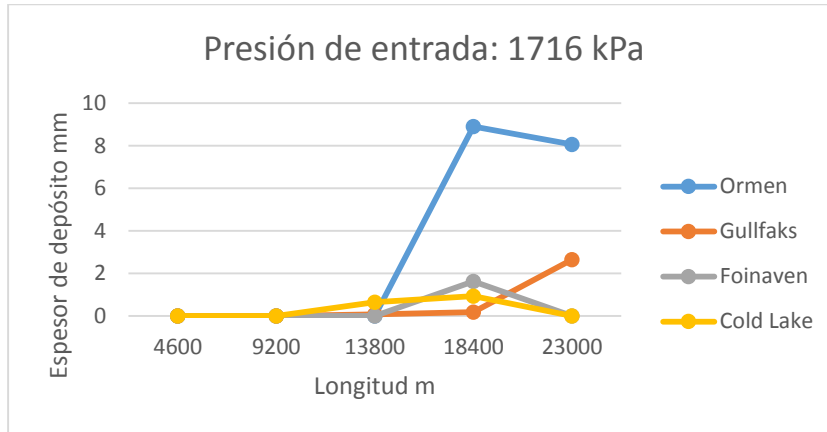


Figura 16.

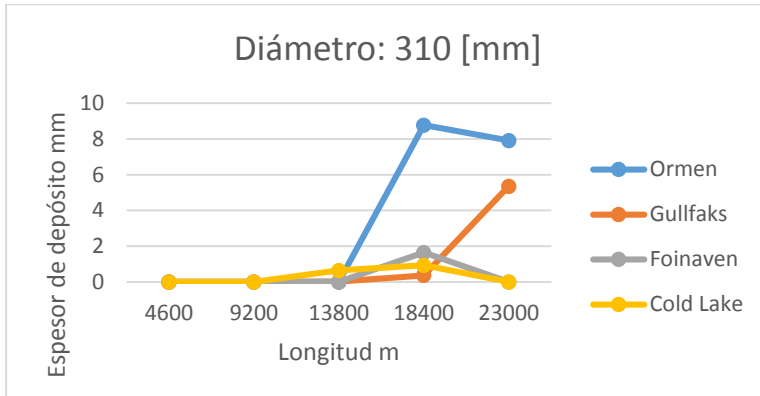
Espesor de depósito vs longitud para presión de entrada 1716 kPa



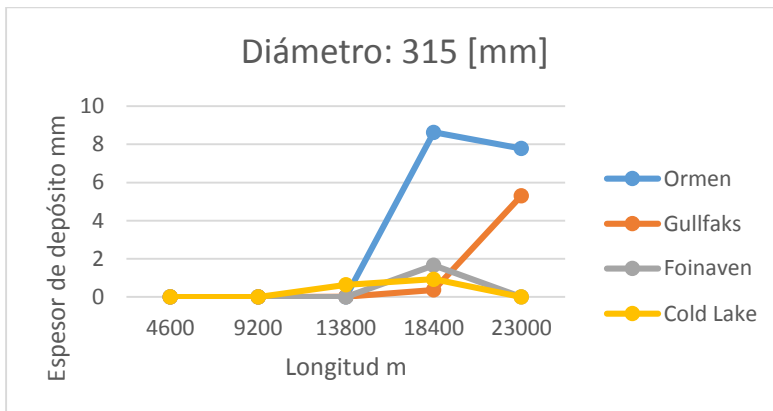
- Tendencias con los cambios en el diámetro: Las Figuras 17-19 presentan los perfiles de deposición de parafinas a lo largo de la longitud de tubería, para los diámetros internos 310, 315 y 325 mm; las demás variables y parámetros fueron mantenidos constantes. Según estas figuras, las formas de las curvas no varían con el cambio en el diámetro de la tubería (la longitud a la cual aparece la parafina es la misma). Asimismo, en concordancia con lo obtenido en la Tabla 1 y con lo calculado para el crudo Norne, un aumento en el diámetro conduce a una disminución en la magnitud de los perfiles de deposición de parafinas en la tubería (Tablas A16-A17-A18).

Figura 17.

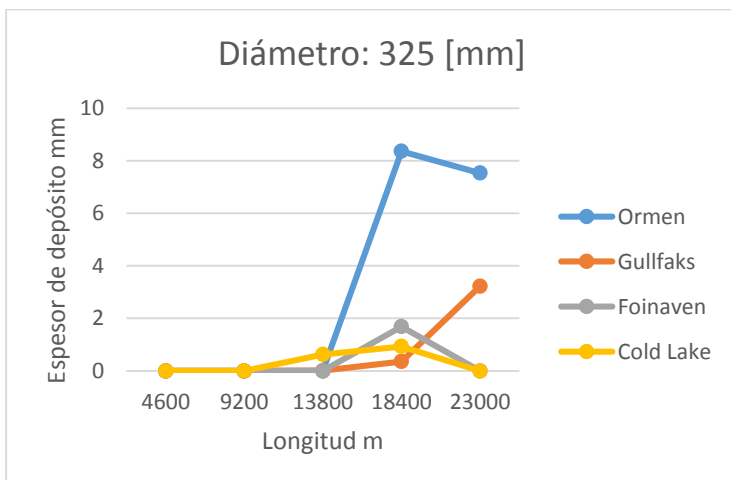
Espesor de depósito vs longitud para diámetro interno 310 mm.

**Figura 18.**

Espesor de depósito vs longitud para diámetro interno 315 mm.

**Figura 19.**

Espesor de depósito vs longitud para diámetro interno 325 mm.



- Tendencias con la variación del tiempo: Las Figuras 20-24 presentan los resultados de crecimiento de los depósitos para los crudos en análisis en los 1, 2, 3, 6 y 9 días de iniciado el transporte por tubería. Según estas figuras, el aumento en el tiempo de transporte incrementa el valor del depósito generado; los crudos mantienen su tendencia de crecimiento de depósito para 1, 2, 3, 6 y 9 días, presentando deposición a partir de 10000 m. El crecimiento en el depósito se mantiene para todos los crudos, excepto para Ormen, el cual muestra una estabilización de su capa de depósito para el 9 día del transporte. La estabilización de la capa de depósito en el transporte de los otros crudos es superior a los 9 días; los depósitos generados por los crudos Gullfaks, Foinaven y Cold Lake se estabilizan en los 12, 34, 64 días, respectivamente. La estabilidad de los depósitos de parafina en el transporte de crudos obtenida con la simulación en Aspen Hysys coincide con lo obtenido experimentalmente por Brown *et al.*, 1993 (Figura B13 anexo). Respecto a la magnitud de los depósitos, los crudos Ormen y Gullfaks presentan los mayores valores de depósito; esto era de esperarse debido a la cantidad de parafinas que reportan los respectivos *assays* (Tabla 2). Los crudos Foinaven y Cold Lake presentan los menores valores con depósito menores a 10 mm en los puntos máximos para los 9 días de transporte (menor contenido de parafina, Tabla 2). El crudo Ormen presenta una concavidad con un punto máximo en *ca.* 15000 m; para la longitud total de tubería, el crudo Ormen presenta un valor de depósito diferente de cero. Por su parte, Foinaven y Cold Lake presentan curvas cóncavas con bajo valor de deposición que decaen en 23000 m a deposición cero. Según lo presentado en las Figuras 20-24, el crecimiento de los depósitos de parafina para el transporte del crudo Ormen Lange produce a partir del 6 día, caídas de presión que pueden conducir a reducción del flujo por disminución en el área transversal de movimiento; Aspen Hysys reporta en los resultados la reducción de presión con el mensaje “low out pressure”.

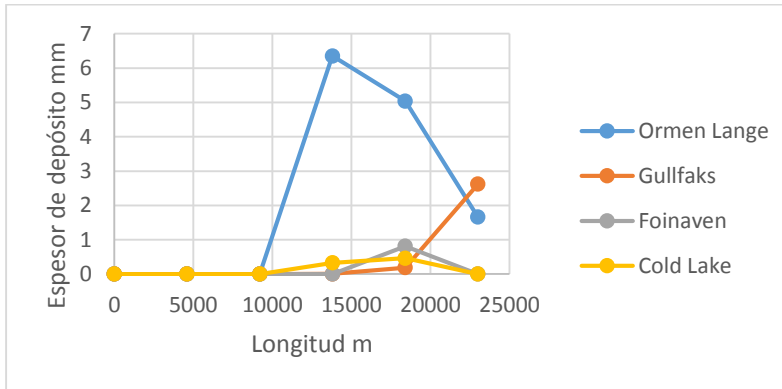
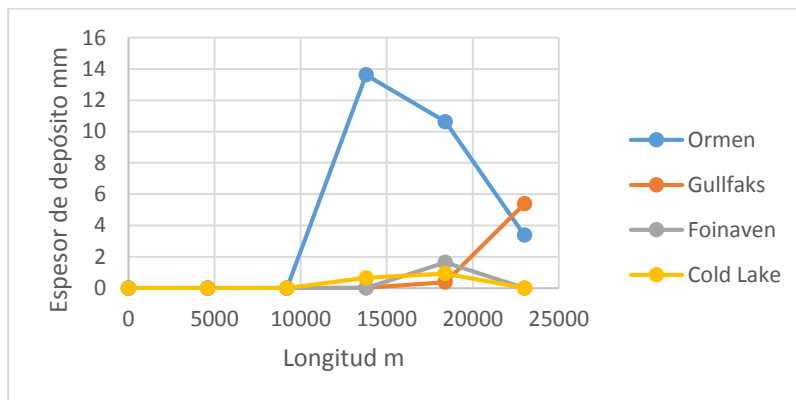
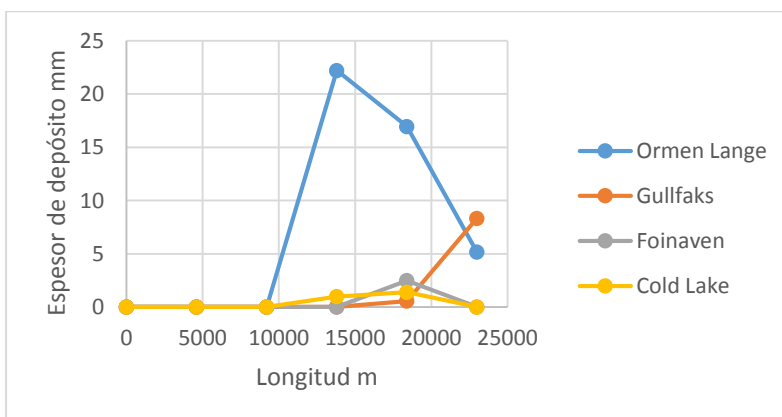
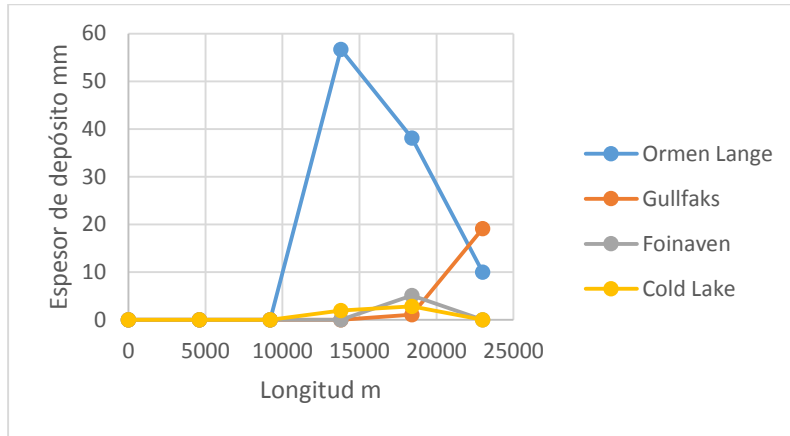
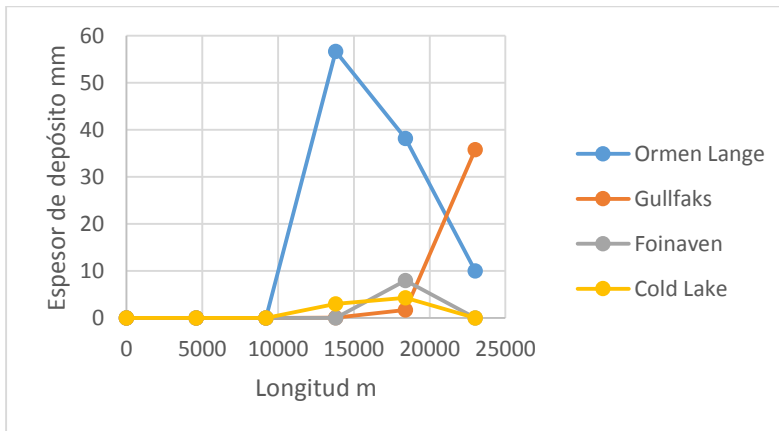
Figura 20.*Espesor de depósito vs longitud para 1 día.***Figura 21.***Espesor de depósito vs longitud para 2 días.***Figura 22.***Espesor de depósito vs longitud para 3 días.*

Figura 23.*Espesor de depósito vs longitud para 6 días.***Figura 24.***Espesor de depósito vs longitud para 9 días.*

- Tendencias con la variación en el flujo de calor: Las Figuras 25 y 26 exhiben la variación de los perfiles de deposición en el transporte de los crudos para los crudos analizados, para diferentes flujos de calor perdido al ambiente; los demás valores de variables y parámetros fueron mantenidos constantes. La Figura 25 presenta el perfil para una pérdida de $3 \cdot 10^7$ kJ/h; según esta figura, Cold Lake presenta deposición, mientras Ormen Lange, Foinaven y Gullfaks no presentan deposición. (Ver tabla en A24 anexos). Por su parte, la Figura 26 presenta la variación de los perfiles para una pérdida de calor de $7 \cdot 10^7$ kJ/h; según esta figura,

los crudos Foinaven y Cold Lake presentan el mismo comportamiento, deposición a partir de 9200 m y luego en 18400 m decae a cero, presentando así una curva cóncava. En el flujo del crudo Ormen, la deposición comienza en 9200 m, exhibiendo un valor máximo en 13800 m para después disminuir el espesor del depósito con mayores valores de longitud (Figura 26). Por su parte, el flujo del crudo Gullfaks exhibe un crecimiento apreciable del espesor del depósito a partir de 13800m, aumentando a medida que la longitud de tubería incrementa (Figura 26) (ver tabla A25). Los perfiles de deposición de parafinas obtenidos con la variación del flujo perdido dependen de los respectivos perfiles de temperatura, a lo largo de la tubería, así como de las propiedades de los crudos transportados (Tabla 2).

Figura 25.

Espesor de depósito vs longitud para longitud flujo de calor $3 \cdot 10^7$ [kJ/h].

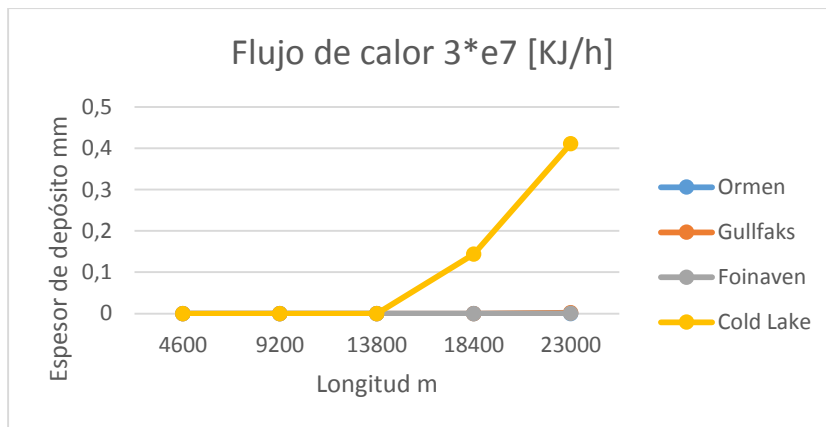
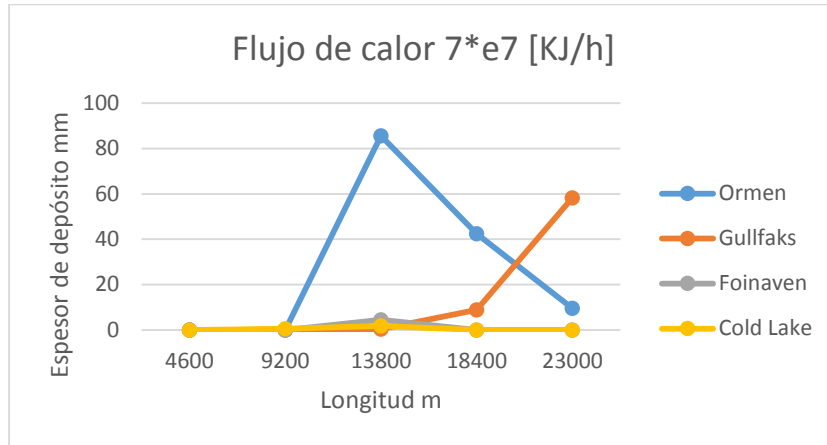


Figura 26.

Espesor de depósito vs longitud para longitud flujo de calor $7 \cdot 10^7$ [kJ/h].



Para finalizar, el análisis de los resultados obtenidos por simulación con Aspen Hysys coincide con las tendencias reportadas en la literatura para Valiev y Botne (Tabla 1). Los otros parámetros presión de entrada del crudo y diámetro interno expuestos en la Tabla 1, según las simulaciones, mostraron tener un efecto secundario en la variación de la deposición de parafinas, en los rangos asumidos en este trabajo. Asimismo, el crudo que presentó mayor deposición en las simulaciones fue el Ormen Lange para todos los parámetros analizados. En contraposición, los crudos Foinaven y Cold Lake exhibieron los menores valores de depósitos. Lo anterior se puede explicar debido a la cantidad de parafinas contenidas en cada crudos, según los assays respectivos (Tabla 2).

5. Conclusiones

Según la revisión de la literatura abierta, la deposición de parafinas durante el transporte de crudos por tuberías muestra una tendencia de aumento respecto a las variables composición de crudo, caída de presión, aislamiento y temperatura de flujo de entrada, mientras que esta deposición presenta una tendencia de disminución con diámetro, conductividad térmica y coeficiente de transferencia de calor, tasa de flujo.

El análisis comparativo de las tendencias de deposición de parafinas para el caso de estudio del crudo Norne coincide, entre lo reportado en la literatura con lo obtenido por simulación. Ambas curvas presentan comportamiento ascendente hasta un punto para luego decaer.

Comparando la formación de depósitos durante el transporte de los crudos Ormen Lange, Foinaven, Gullfaks y Cold Lake, según simulación, se encontró que los crudos con mayor formación de depósitos correspondieron a Ormen Lange y Gullfaks, debido a su mayor contenido de parafinas. Los cuatro crudos mostraron diferentes tendencias para variaciones en temperatura de entrada, tiempo de transporte y calor cedido a la atmósfera.

6. Recomendaciones

Variar el modelo AEA en la herramienta profes y estudiar cómo cambian los comportamientos de las curvas y la cantidad de deposición. Luego hacer una comparación con AEA.

Se sugiere hacer una simulación computacional con un software como Olga o PVTsim y luego compararlos con los arrojados en Hysys.

Se propone una alianza con alguna empresa filial al sector de hidrocarburos para la obtención de datos y así sea de forma asequible al estudiante.

Referencias Bibliográficas

- Amaya-Córdoba (2014) Influencia de sólidos de la formación productora en la precipitación de parafinas. Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Ariza-León, E (2008) Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Tesis de maestría, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Ariza León, E (2011) De la caracterización de crudos qué es clave para diagnosticar la precipitación de parafinas Revista FUENTES el reventón energético Vol 9 Núm. 1.
- Aske, N Statoil ASA. Wax control- a flow assurance challenge. Guest Lecture in TPG 4135 Processing of Petroleum, March 2011.
- AspenONE Versión 9. Software Delivers the Innovation That Creates Intelligent Insights, Mayo 25, 2016 <https://www.aspentech.com/en/resources/press-releases/aspennonert-version-9-software-delivers-the-innovation-that-creates-intelligent-insigh2147498785>.
- Botne, K (2012) Modeling wax thickness in single-phase turbulent flow deposition. Tesis de maestría. Universidad de Ciencia y Tecnología de Noruega, NTNU.
- Brown *et al* (1993) Measurement and Prediction of the Kinetics of Paraffin Deposition SPE 26548
- De Sousa, A *et al.* (2019) Modelling Paraffin Wax Deposition Using Aspen HYSYS and MATLAB, Anton A. Kiss, Edwin Zondervan, Richard Lakerveld, Leyla Özkan (Eds.) Proceedings of the 29th European Symposium on Computer Aided Process Engineering June 16th to 19th, 2019, Eindhoven, The Netherlands.

Edmonds, B *et al.* (2008) *Simulating Wax Deposition in Pipelines for Flow Assurance Energy and Fuels* 2008, 22, 729-741.

Gudmundsson, J-S (2018) *Flow Assurance Solids in Oil and Gas Production*. CRC Press. Taylor y Francis Group. London UK. 2018

Handal, A (2008) .*Analysis of some wax deposition experiments in a crude oil carrying pipe*, Tesis de maestría, Universidad de Oslo.

Huang, Z *et al* (2015) *Wax deposition experimental characterizations, theoretical modeling and fields practices. Emerging trends and technologies in Petroleum Engineering* Taylor and Francis group.

Kjoraas, M (2012) *Modeling of Wax Deposition in Subsea Pipelines*. Specialization Project. Universidad de Ciencia y Tecnología de Noruega NTNU, Noruega.

Lourenço de Oliveira, E-C (2018) *Modelagem e simulação da solubilização da parafina em tubos e pocos e da deposição da parafina em tubos em regime laminar e turbulento*. Tesis de Doctorado, Universidad Federal do Rio Grande do Norte, Brasil.

Onyeauna, T (2016) *Mitigation of wax in oil pipelines* International Journal of wax in oil pipelines. International Journal of Engineering Research and Reviews, vol 4, Issue 4, pp (39-47). Department of Land, Environment and Infrastructure, Polytechnic University of Turin. Italia.

Pinzón, S; Rojas (2006) *Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo*. Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

Plan indicativo de Abastecimiento de combustibles líquidos, Versión diciembre 2018, UPME
Colombia

https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Abastecimiento_Combustibles_Liquidios_Final2019.pdf.

R Venkatesan y H. Fogler (2004) Comments on Analogies for Correlated Heat and Mass Transfer in Turbulent Flow. American Institute of Chemical Engineers AIChE Journal July 2004 Vol. 50, No. 7

Rosvold, K (2008) Wax deposition models, Tesis de maestría, Universidad de Ciencia y Tecnología de Noruega NTNU, Noruega.

Rukthong, W et al. (2015) Effect of thick Wall on transport profile inside pipeline using computational fluid dynamics simulation. Revista: Advanced Materials Research Vol 1101, pp 453-458, Switzerland.

Seyfaee, A et al (2012) Investigation of the Effect of Insulation on Wax Deposition in an Iranian Crude Oil Pipeline with OLGA Simulator. Journal of Dispersion Science and Technology, 33:8, 1218-1224.

Siljubergh, M-K (2008) Modelling of Paraffin Wax in Oil Pipelines. Tesis de pregrado, Universidad de Ciencia y Tecnología de Noruega NTNU, Noruega.

Tiwary, D and Mehrotra, AK (2004) Phase Transformation and Rheological Behaviour of Highly Paraffinic Waxy Mixtures. Journal: The Canadian Journal of Chemical Engineering, Volume 82, Febrero.

Valiev, D-Z et al (2019) Modeling of the Process of Formation and Prevention of Asphaltene Sediments. Revista: Journal of Computational and Theoretical Nanoscience Vol. 16, 182–187.

Apéndices

Apéndice A. Tablas

Tabla A1.

Datos de la simulación base del crudo Norne Blend 2012.

Temperatura de entrada:	74 °C
Temperatura de salida:	-18,3780 °C
Presión de entrada:	3432 kPa
Presión de salida:	2327 kPa
Delta de presión:	1105 kPa
Diámetro interno:	304,8 [mm]
Longitud:	23000 [m]
Correlación:	Beggs and Brill 1973
Tiempo de simulación:	48 horas
Timestep:	8 minutos 20 segundos
Flujo de calor:	5*e7 [KJ/h]
Valor máximo de Volumen:	8.460 m ³
Valor máximo de thickness:	0,7953 mm

Tabla A2.

Valores arrojados para la deposición en Norne Blend.

Longitud [m]	Espesor de depósito [mm]
4600	0,000000
9200	0,000000
13800	0,740089
18400	0,795296
23000	0,389530

Tabla A3.

Deposición cambiando la temperatura de entrada en Norne.

Longitud [m]	Espesor de depósito [mm] 37°C	Espesor de depósito [mm] 55,5°C	Espesor de depósito [mm] 92,5 °C	Espesor de depósito [mm] 101 ° C
4600	0,849793	0,000000	0,000000	0,000000
9200	0,748006	0,819526	0,000000	0,000000
13800	0,343749	0,763762	0,000000	0,000000
18400	0,086488	0,358816	0,593265	0,000000
23000	0,014839	0,093104	0,842788	0,954850

Tabla A4.*Deposición para cambio en la presión de entrada en Norne.*

Longitud [m]	Espesor de depósito [mm] 6864 kPa	Espesor de depósito [mm] 4046 kPa	Espesor de depósito [mm] 1716 kPa
4600	0,000000	0,000000	0,000000
9200	0,000000	0,000000	0,000000
13800	0,744548	0,738537	0,737990
18400	0,793791	0,799046	0,796130
23000	0,387259	0,389659	0,390537

Tabla A5.*Deposición cambiando el diámetro interno en Norne.*

Longitud [m]	Espesor de depósito [mm] 310 [mm]	Espesor de depósito [mm] 315 [mm]	Espesor de depósito [mm] 325 [mm]
4600	0,000000	0,000000	0,000000
9200	0,000000	0,000000	0,000000
13800	0,730017	0,720489	0,701926
18400	0,780458	0,766718	0,740665
23000	0,381325	0,373781	0,359615

Tabla A6.*Espesor de depósito vs longitud para diferentes tiempos*

Longitud m	Espesor de depósito mm				
	1 día	2 días	3 días	6 días	9 días
0	0	0	0	0	0
4600	0	0	0	0	0
9200	0	0	0	0	0
13800	0,368709	0,740089	1,114185	2,253248	3,418526
18400	0,39614	0,795269	1,197522	2,423197	3,678644
23000	0,194388	0,38953	0,585435	1,177804	1,77733

Tabla A7.*Deposición cambiando el flujo de calor en Norne.*

Longitud [m]	Espesor de depósito [mm] $3 \cdot e7$ [kJ/h]	Espesor de depósito [mm] $7 \cdot e7$ [kJ/h]
4600	0,000000	0,000000
9200	0,000000	0,542175
13800	0,000000	1,165882
18400	0,198589	0,356335
23000	0,494566	0,035563

Tabla A8.*Comparación entre temperaturas en Norne.*

	T:37 °C	T:55,5°C	T:92,5°C	T:101°C
Longitud [m]	Espesor [mm]	Espesor [mm]	Espesor [mm]	Espesor [mm]
0	0	0	0	0
4600	0,849793	0	0	0
9200	0,748006	0,819526	0	0
13800	0,343749	0,763762	0	0
18400	0,086488	0,358816	0,593265	0
23000	0,014839	0,093104	0,842788	0,95485

Comparación entre las diferentes temperaturas de entrada para los casos estudios**Tabla A9.***Comparación para T: 37°C*

	Ormen	Gullfaks	Foinaven	Cold Lake
Longitud [m]	Espesor [mm]	Espesor [mm]	Espesor [mm]	Espesor [mm]
4600	0	0,003223	0	0
9200	9,00932	0,414819	0	0
13800	7,789843	3,479323	0	0
18400	4,520637	13,23837	0	0
23000	1,528737	52,29995	0	0

Tabla A10.*Comparación para T: 55,5°C*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
4600	0	0	0	0
9200	0	0,005005	0,000342	0,689278
13800	8,982637	0,481276	2,117068	0,945567
18400	7,872618	4,163706	0	0
23000	4,655486	17,91387	0	0

Tabla A11.*Comparación para T: 92,5°C*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	0	0	0	0
18400	0	0,060925	0,000087	0,575738
23000	8,79392	0,197531	0,921517	0,893426

Tabla A12.*Comparación para T: 101°C*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	0	0	0	0
18400	0	0	0,000396	0,202667
23000	0	0,003708	0,007425	0,921635

Comparación entre las diferentes presiones de entrada**Tabla A13.** *Comparación para una presión de entrada de P: 6864 kPa*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	0	0,010722	0,000171	0,654833
18400	8,954643	0,290649	1,679688	0,921153
23000	8,046197	3,975961	0	0

Tabla A14.*Comparación para una presión de entrada de P: 4046 kPa*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	0	0,011405	0,000192	0,652821
18400	8,856831	0,372543	1,646341	0,925064
23000	8,088464	3,359559	0	0

Tabla A15.*Comparación para una presión de entrada de P: 1716 kPa*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	0	0,077589	0,000187	0,651114
18400	8,901793	0,181102	1,619622	0,928443
23000	8,059565	2,646143	0	0

Variando el diámetro interno para los casos estudio**Tabla A16.***Comparación para un diámetro interno de 310 mm*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	0	0,01113	0,000194	0,644732
18400	8,770839	0,368567	1,648283	0,926915
23000	7,915707	5,348262	0	0

Tabla A17.*Comparación para un diámetro interno de 315 mm*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	0	0,010738	0,000198	0,637466
18400	8,630301	0,365488	1,655327	0,928184
23000	7,782678	5,307287	0	0

Tabla A18.*Comparación para un diámetro interno de 325 mm*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	0	0,010041	0,00024	0,623216
18400	8,36314	0,359195	1,683609	0,931651
23000	7,530718	3,219529	0	0

Variando el tiempo:**Tabla A19.***Espesor de depósito para 1 día.*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
0	0	0	0	0
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	56,68606	0,057892	0,000954	3,354151
18400	38,13177	1,88718	8,968418	4,798179
23000	9,987953	43,07017	0	0

Tabla A20.*Espesor de depósito para 2 días.*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
0	0	0	0	0
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	13,62904	0,011574	0,000191	0,652375
18400	10,63239	0,371697	1,639032	0,925939
23000	3,378059	5,389305	0	0

Tabla A21.*Espesor de depósito para 3 días.*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
0	0	0	0	0
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	22,20954	0,017362	0,000286	0,981894
18400	16,95541	0,558599	2,484338	1,39492
23000	5,163952	8,336087	0	0

Tabla A22.*Espesor de depósito para 6 días.*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
0	0	0	0	0
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	56,68606	0,034728	0,000573	1,984206
18400	38,13177	1,123596	5,133564	2,826925
23000	9,987953	19,14586	0	0

Tabla A23.*Espesor de depósito para 9 días.*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
0	0	0	0	0
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	56,68606	0,0521	0,000859	3,007952
18400	38,13177	1,695165	7,973775	4,298439
23000	9,987953	35,76887	0	0

Variando el flujo de calor:**Tabla A24.***Comparación para un flujo de calor de $3 \cdot 10^7$ kJ/h*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
4600	0	0	0	0
9200	0	0	0	0
13800	0	0	0	0
18400	0	0	0,000075	0,143912
23000	0	0,00232	0,000216	0,410764

Tabla A25.*Comparación para un flujo de calor de $7 \cdot 10^7$ kJ/h*

Longitud [m]	Ormen Espesor [mm]	Gullfaks Espesor [mm]	Foinaven Espesor [mm]	Cold Lake Espesor [mm]
4600	0	0	0	0
9200	0	0,04738	0,0001	0,55769
13800	85,64321	0,42449	4,449112	1,75381
18400	42,46354	8,794785	0	0
23000	9,606739	58,2306	0	0

Apéndice B. Figuras

Figura B1.

Cantidad de deposición para la simulación base Norne.

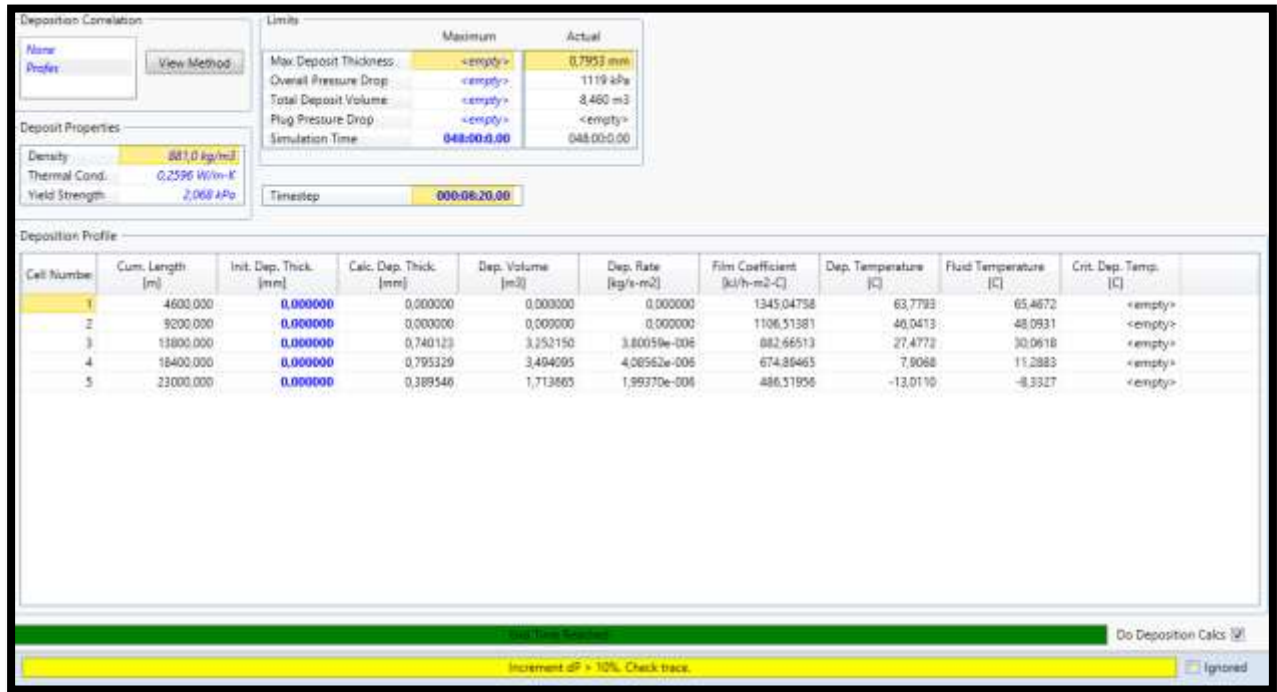


Figura B2.

Espesor de depósito vs longitud para simulación base Gullfaks.

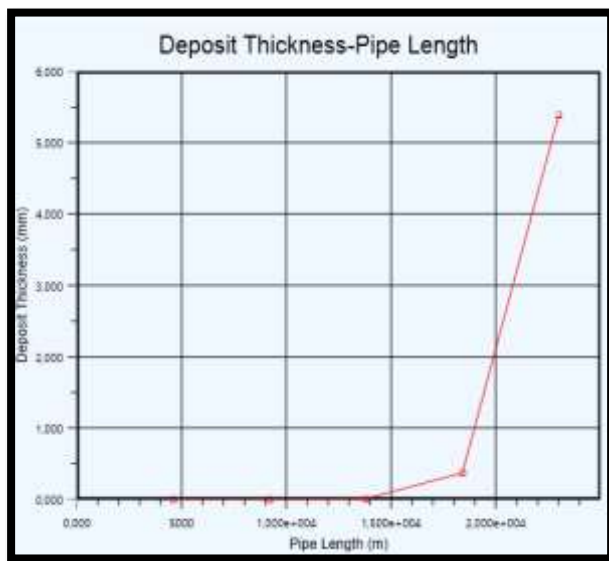
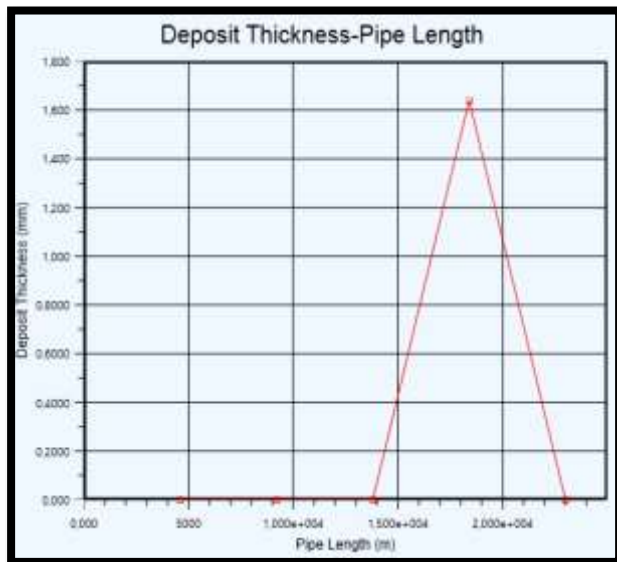


Figura B3.

Espesor de depósito vs longitud para simulación base Foinaven.

**Figura B4.**

Espesor de depósito vs longitud para simulación base Ormen Lange.

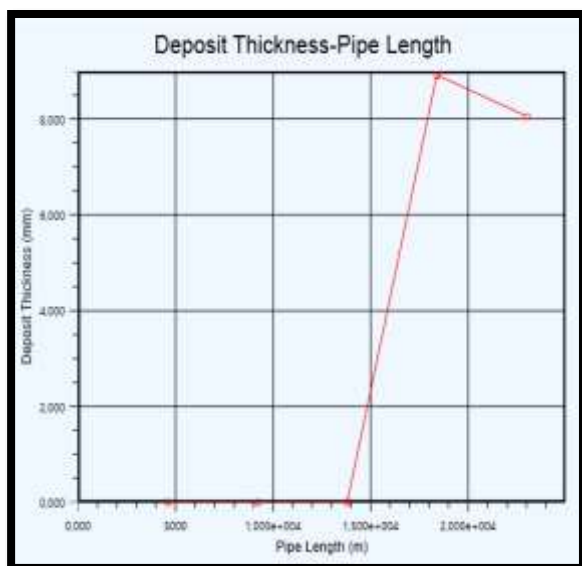
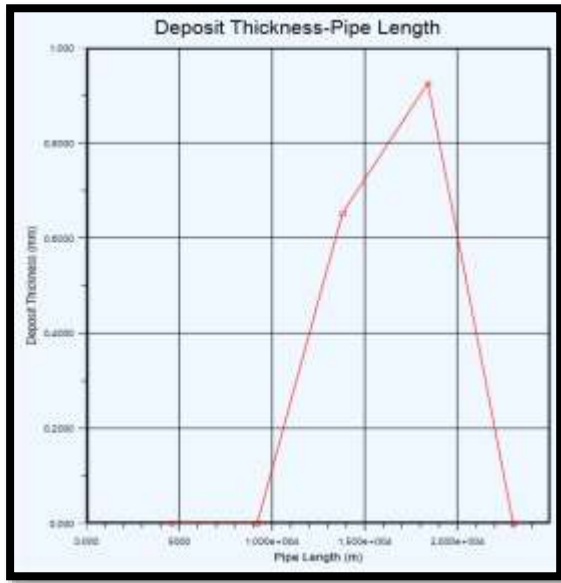
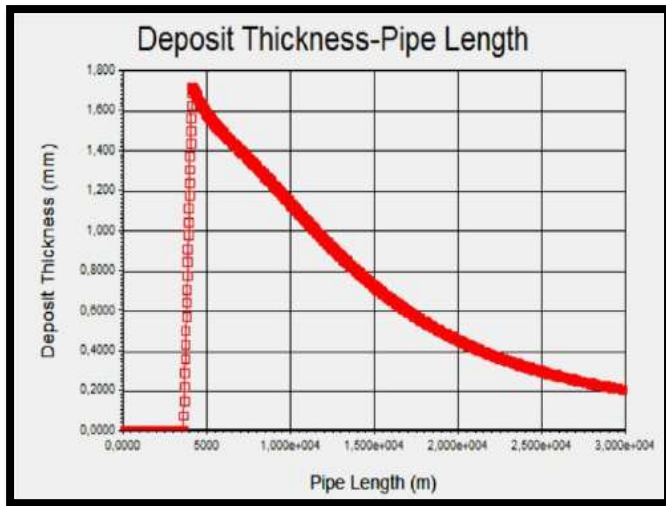


Figura B5.

Espesor de depósito vs Longitud para simulación base Cold Lake.

**Figura B6.**

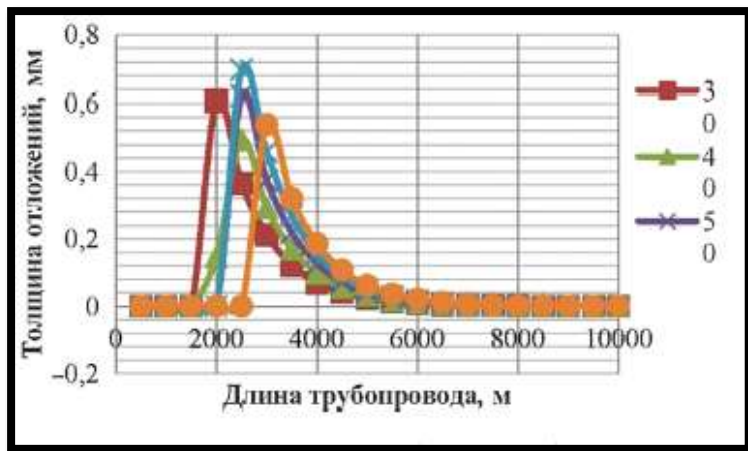
Tomada de la tesis de Kjoraas 2012 NTNU. Titulada: resultados típicos presentados por HYSYS e.g. Norne



Nota: Al comparar la curva de deposición que obtiene Valiev *et al* 2019 con Kjoraas 2012, obtienen perfiles similares, sin embargo con ésta tesis varía el comportamiento de las curvas, se atribuye al uso de otro software como PVTsim19 y su herramienta DepoWax que posee especificaciones diferentes tales como la tolerancia, el mecanismo de deposición, herramientas de cálculos.

Figura B7.

Tomada de la tesis de Valiev 2019. Titulada: Cambio de depósito (eje Y, mm) a través de la longitud de la tubería (eje X, m).

**Figura B8.**

Temperatura de entrada vs longitud para los crudos estudiados para la temperatura 37 °C.

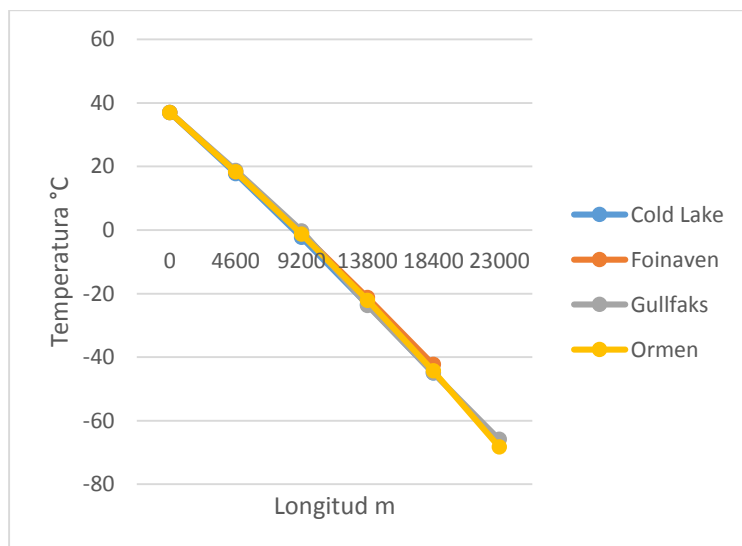
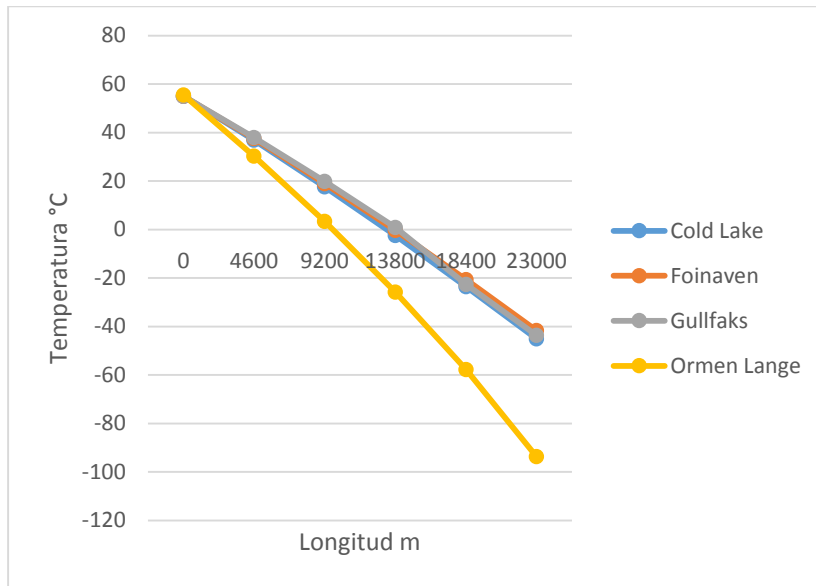


Figura B9.

Temperatura de entrada vs longitud para los crudos estudiados para la temperatura 55,5 °C.

**Figura B10.**

Temperatura de entrada vs longitud para los crudos estudiados para la temperatura 92,5 °C.

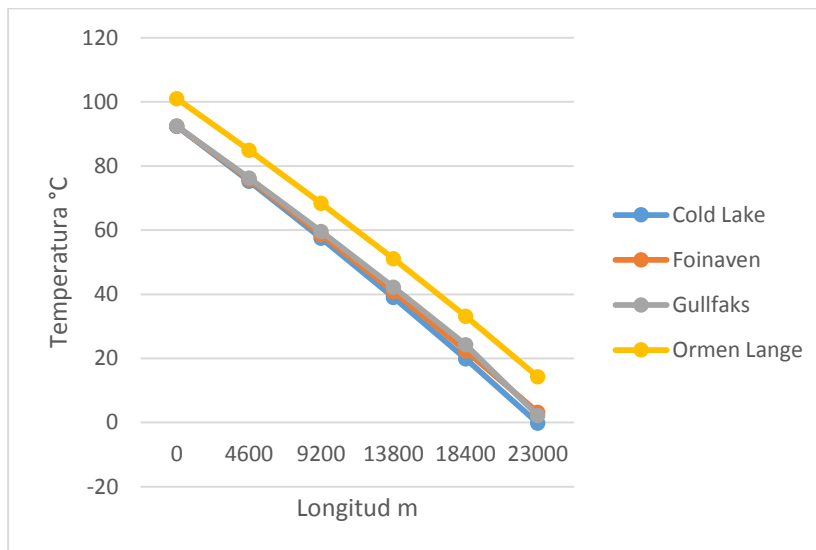
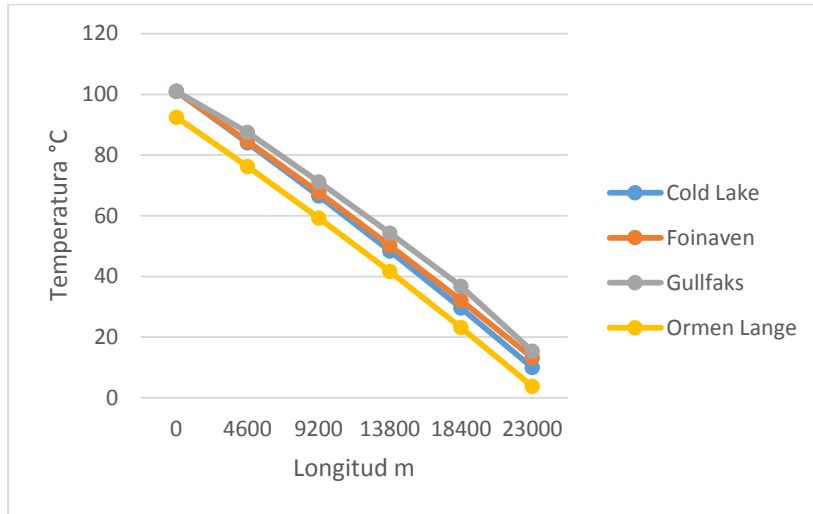
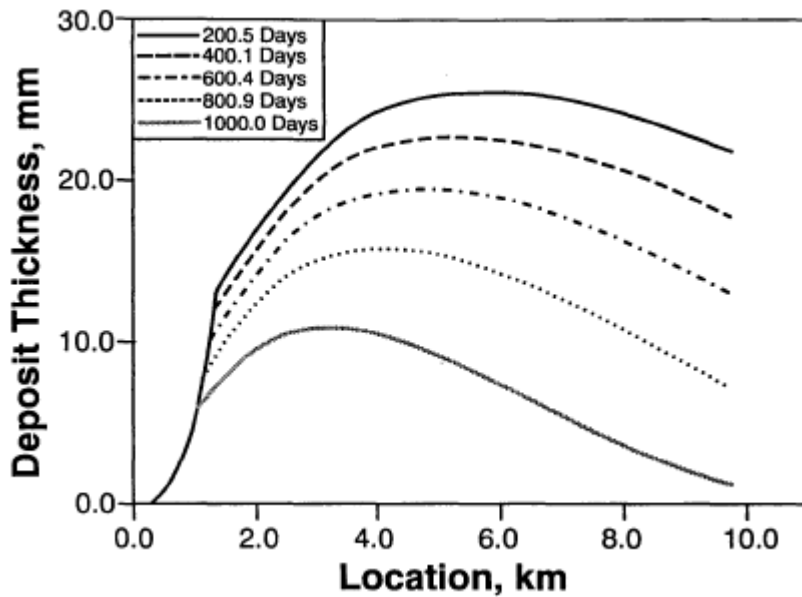


Figura B11.

Temperatura de entrada vs longitud para los crudos estudiados para la temperatura 101 °C.

**Figura B12.**

Espesor de depósito para el crudo # 6 Brown 1993



Nota: Al observar el aumento en el tiempo, la curva se va desplazando hacia la derecha y la cantidad de deposición que se encuentra es mayor respecto a la longitud.

Figura B13.

Espesor previsto del depósito inicial Brown 1993