

**Aplicación de un modelo para la evaluación de la depositación de parafinas en producción  
de petróleo costa afuera.**

Carlos Alberto Henao Contreras

Sara Esther Jiménez Alfonso

Trabajo de grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos

Director

Emiliano Ariza León

PhD Ingeniería Química

Codirector

Arlex Chaves Guerrero

PhD Ingeniería Química

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2017

## DEDICATORIA

*A mis padres y a mi familia, quienes siempre han sido mi fuente de apoyo y amor para conseguir los objetivos en mi vida. Sin el esfuerzo de mis padres nada de esto hubiera sido posible. Todo es por ellos y para ellos.*

*A los amigos que hice en este corto camino por la universidad y que hicieron de los tiempos difíciles un poco más llevaderos: Raúl, Alejo, Javi, Silvi, Marce, Jota. Espero que sigamos coleccionando muchos más momentos y viajes juntos muchachos. Les deseo cosas muy grandes a todos.*

*A la música, en todas sus expresiones, que siempre está en nuestras vidas para exteriorizar nuestros sentimientos y de la cual he aprendido y vivido tanto. Por ella he hecho grandes amigos: Coste, León, Daniel, seguiremos trabajando juntos por lo que amamos. La música fue una parte fundamental en la realización de este trabajo, de lo contrario, se me hubiese hecho muy insípido.*

*A Falcao, quien nunca se rindió y negoció con los peruanos para llevarnos al mundial de Rusia 2018. Grande Tigre.*

*A la ciudad bonita y sus habitantes, por acogerme como uno más de ellos. “Quien pisa tierra santandereana, es santandereano”.*

*A mi amiga y compañera de tesis Sarita, a quien le agradezco todo su esfuerzo, paciencia y dedicación durante todo el desarrollo de nuestro trabajo de grado, especialmente en los últimos momentos, los cuales no fueron fáciles. Exitos hoy, mañana y siempre Sarita. También a toda su familia, por acogerme en su hogar durante las largas noches de trabajo conjunto.*

*“Whatever you’re thinking and feeling today is creating your future”*

*Carlos Alberto Henao Contreras*

## DEDICATORIA

*A Dios, quien puso a cada persona en la Tierra con un propósito y deseo estar cumpliendo el mío.*

*A mis padres por quienes hoy soy quien soy y a quienes les debo todo lo que poseo. A mi papá Fernando quien me ha acompañado a lo largo del camino y quien no me ha permitido desfallecer. A mi mamá Myriam, mi mejor consejera y amiga, el mayor ejemplo de amor, sacrificio y paciencia, ella que significa el mundo para mí y a quien espero poder devolverle todo lo que me ha dado, sé que este logro es algo pequeño, pero es un logro compartido.*

*A mi hermana María Fernanda, quien siempre ha sido incondicional y me ha ayudado a no desfallecer en los momentos más difíciles, gracias por siempre sacarme una sonrisa.*

*A Carlos, por su amor, paciencia y apoyo, por el ejemplo de que no hay dificultad lo suficientemente grande para impedirnos alcanzar nuestras metas.*

*A los diversos miembros de mi familia, tía María, tía Socorro, nonitos, quienes siempre confiaron en la persona que soy y en las capacidades que tengo, especialmente mi nonito Alcides, quien espero este cuidándome con amor y se sienta orgulloso de su ingeniera, esto es para ellos.*

*A todos mis amigos, Jessica quien me ha acompañado desde pequeñas y se ha convertido en un pilar de mi vida, Silvia, Jaime, Mary, Juan Diego, Javier, Nestor, Nicolás, quienes durante los años de carrera dejaron en mi memoria momentos inolvidables, gracias por su amistad.*

*Y por supuesto a mi amigo y compañero de tesis Carlos Henao, quien hizo todo esto posible con su esfuerzo, dedicación e inteligencia. Sé que nos esperan grandes cosas Carlitos.*

*“Dios, concédeme serenidad para aceptar las cosas que no puedo cambiar,  
valor para cambiar aquellas que puedo y  
sabiduría para reconocer la diferencia.”*

*Sara Esther Jiménez Alfonso.*

## **AGRADECIMIENTOS**

*A Dios por la maravillosa oportunidad de culminar esta etapa, con todas las dificultades, pero con todas las alegrías que se nos presentaron en el camino.*

*Al Doctor Emiliano Ariza León, pilar de nuestro proyecto de grado, quien nos guio durante del desarrollo de este trabajo, con total dedicación y entereza, ejemplo de ingeniero y persona, modelo a seguir.*

*Al Doctor Arlex Chaves Guerrero por su valioso aporte en pro de enriquecer la calidad de nuestro trabajo.*

*A la Universidad Industrial de Santander, alma mater donde vivimos innumerables experiencias que nos enriquecieron como personas, como futuros profesionales.*

*A todos los miembros de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, profesores, administrativos, profesionales, gracias por las herramientas brindadas, los conocimientos compartidos, todo con el fin de formar profesionales y personas integras de alta calidad.*

**Tabla de contenido**

|  |    |
|--|----|
| Introducción.....  | 16 |
| 1. Aseguramiento de flujo.....   | 18 |
| 2. Generalidades de la parafina .....  | 20 |
| 2.1 Definición .....   | 20 |
| 2.2 Cristalización de parafinas .....  | 20 |
| 2.3 Depositación de la parafina .....  | 22 |
| 2.4 Mecanismos de depositación.....  | 26 |
| 2.4.1 Difusión molecular.....  | 28 |
| 2.4.2 Difusión Browniana .....   | 30 |
| 2.4.3 Dispersión por cizallamiento.....  | 30 |
| 2.4.4 Asentamiento gravitacional.....  | 31 |
| 3. Análisis de las variables influyentes en la formación de depósitos parafínicos en sistemas costa afuera ..... | 31 |
| 3.1 Espesor de la lámina de agua .....   | 31 |
| 3.1.1 Aguas someras .....  | 33 |
| 3.1.2 Aguas profundas .....  | 34 |
| 3.1.3 Aguas ultraprofundas .....   | 35 |
| 3.2 Composición del crudo .....  | 37 |
| 3.3 Presión .....  | 39 |
| 3.4 Velocidad de flujo.....  | 40 |
| 3.5 Transferencia de calor hacia el ambiente externo.....  | 41 |

|   |    |
|---|----|
| 4. Revisión de modelos de la depositación de parafinas .....  | 44 |
| 4.1 Modelamiento de la depositación de parafinas.....   | 44 |
| 4.2 Modelo de Singh et al. (Singh, P; Venkatesan, R; Fogler, H.S. (2000). Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels).....                             | 52 |
| 4.3 Modelo de correra et al. (Correra, S., Fasano, A., Fusi, L., Merino-Garcia, D. (2004). Calculating deposit formation in the Pipelining of waxy Crude Oils)..... | 56 |
| 4.4 Modelo de matzain (Huang et al., 2015. Wax Deposition Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices).....                           | 62 |
| 4.5 Modelo de venkatesan (Venkatesan. R, Fogler. H, 2004. Comments on analogies for correlated heat and mass transfer in turbulent flow).....                       | 66 |
| 4.6 Comparación cualitativa de los modelos de depositación .....  | 70 |
| 5. Simulación de la depositación de parafina en condiciones costa afuera en el caso de Colombia .....   | 73 |
| 5.1 Antecedentes de las actividades costa afuera en Colombia .....  | 73 |
| 5.2 Programación y validación del modelo de depositación.....   | 76 |
| 6. Resultados y análisis .....  | 82 |
| 6.1 Análisis de sensibilidad de los principales parámetros que influyen en la depositación de parafinas .....   | 85 |
| 6.1.1 Variación con la temperatura .....  | 86 |
| 6.1.2 Variación con la velocidad del flujo.....   | 87 |
| 6.1.3 Variación con el api del crudo.....   | 88 |
| 6.1.4 Variación con el diámetro interno .....   | 90 |
| 6.1.5 Variación con el hold up de líquido .....   | 91 |

|  |    |
|--|----|
| Aplicación de un modelo de depositación de parafinas | 10 |
| 6.1.6 Variación con la profundidad .....             | 92 |
| 7. Conclusiones .....                                | 93 |
| 8. Recomendaciones .....                             | 94 |
| Referencias bibliográficas .....                     | 97 |

**Lista de figuras**

|  |    |
|--|----|
| Figura 1. Proceso de diseño del aseguramiento de flujo.....  | 19 |
| Figura 2. Diagrama de fase típico de un crudo parafínico.....  | 21 |
| Figura 3. Esquema general de las pruebas, el modelamiento y el manejo de problemas de las parafinas.....   | 23 |
| Figura 4. Esquema de una curva típica de precipitación de parafinas. ....  | 24 |
| Figura 5. Diagrama típico de la temperatura interna de la pared determinada por un modelo de depositación de parafinas que indica la localización del depósito en la tubería. .... | 25 |
| Figura 6. Representación de los dos tipos de parafinas que potencialmente pueden causar los depósitos. ....  | 27 |
| Figura 7. Representación de la difusión molecular como mecanismo de depositación de las parafinas.....   | 29 |
| Figura 8. Esquema de los diferentes escenarios offshore. ....  | 32 |
| Figura 9. Perfil de temperatura en aguas someras. ....   | 34 |
| Figura 10. Perfil de temperatura en aguas profundas. ....  | 35 |
| Figura 11. Perfil de temperatura en aguas ultra profundas. ....  | 36 |
| Figura 12. Efecto de la composición en la formación de depósitos.....  | 38 |
| Figura 13. Efecto del GOR en el volumen de parafina depositado en una tubería.....   | 39 |
| Figura 14. Efecto de la presión en la formación de depósitos. ....   | 40 |
| Figura 15. Esquema general de la transferencia de calor en una tubería con depósito de parafina presente. ....   | 42 |
| Figura 16. Algoritmo general del modelamiento de la depositación de parafinas.....   | 45 |
| Figura 17. Representación de las pérdidas de calor con relación a las temperaturas. ....   | 49 |

|  |    |
|--|----|
| Aplicación de un modelo de depositación de parafinas   | 12 |
| Figura 18. Geometría del problema planteado por Correra et al. ....  | 57 |
| Figura 19. Representación del proceso de transporte de las moléculas de parafina hacia el depósito y el perfil de temperatura radial en el sistema. .... | 66 |
| Figura 20. Actividades de exploración y producción costa afuera en Colombia.....   | 74 |
| Figura 21. Diagrama del algoritmo de Matzain implementado por Gupta y Sircar (2017). ....  | 77 |
| Figura 22. Gráfico de validación para 1 día.....   | 78 |
| Figura 23. Gráfico de validación para 7 días. ....   | 79 |
| Figura 24. Gráfico de validación para 20 días. ....  | 80 |
| Figura 25. Gráfico de validación para 30 días. ....  | 80 |
| Figura 26. Arreglo submarino típico de las tuberías de producción. ....  | 82 |
| Figura 27. Espesor de parafina depositada para 1 día de producción. ....   | 82 |
| Figura 28. Espesor de parafina depositada para 7 días de producción. ....  | 84 |
| Figura 29. Espesor de parafina para 20 días de producción. ....  | 84 |
| Figura 30. Espesor de parafina depositada para 30 días de producción. ....   | 84 |
| Figura 31. Efecto de la temperatura de entrada del fluido en la depositación de parafinas.....   | 87 |
| Figura 32. Efecto de la velocidad superficial del fluido en la depositación de parafinas. ....   | 87 |
| Figura 33. Variación del espesor para diferentes gravedades API. ....  | 89 |
| Figura 34. Efecto del diámetro interno en la depositación. ....  | 90 |
| Figura 35. Efecto del Hold Up en la depositación. ....   | 91 |
| Figura 36. Efecto de la profundidad (lámina de agua) en la tasa de depositación.....   | 92 |

**Lista de tablas**

|   |    |
|---|----|
| Tabla 1. Valores de las constantes C1 y M según el valor del Reynolds. ....                   | 43 |
| Tabla 2. Correlaciones hidrodinámicas utilizadas por los diferentes autores. ....             | 47 |
| Tabla 3. Escala descriptiva .....   | 70 |
| Tabla 4. Comparación cualitativa de los modelos de depositación de parafinas estudiados ..... | 73 |
| Tabla 5. Propiedades del fluido. ....   | 81 |
| Tabla 6. Condiciones de operación. ....   | 81 |
| Tabla 7. Datos de velocidad superficial y caudales usados para obtener la figura 31. ....     | 88 |

## RESUMEN

**TÍTULO:** APLICACIÓN DE UN MODELO PARA LA EVALUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS EN PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO COSTA AFUERA. \*<sup>1</sup>

**AUTORES:** CARLOS ALBERTO HENAO CONTRERAS, SARA ESTHER JIMÉNEZ ALFONSO. \*\*<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVE:** DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS, PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, COSTA AFUERA, ASEGURAMIENTO DE FLUJO.

### DESCRIPCIÓN:

La creciente demanda energética mundial ha propiciado el aumento de la industria petrolera con el fin de suplir esta demanda. Sin embargo, la disminución de las reservas en los proyectos costa adentro ha generado el gran interés en la exploración y producción de proyectos y operaciones costa afuera. A medida que estos esfuerzos por obtener hidrocarburos se trasladan a escenarios más críticos, las inversiones económicas deben aumentar con el fin de predecir el desarrollo y las actividades necesarias para la puesta en marcha de ellos. Aquí surge el Aseguramiento de flujo, que estudia y plantea estrategias de previsión, prevención, remediación y mitigación de obstrucciones al flujo que impacten negativamente el desplazamiento de estos a lo largo de los arreglos submarinos. Uno de los problemas que estudian los expertos en este tema es el fenómeno de la depositación de parafinas.

La formación de estos depósitos depende de una serie de variables como presión, composición, GOR, velocidad de flujo, transferencia de calor y principalmente la temperatura. Diversos estudios se encuentran en la literatura sobre estos parámetros y de igual forma gran cantidad de autores han planteado modelos de depositación de parafinas con diversas suposiciones que permiten evaluar este fenómeno desde diversos escenarios.

En el presente trabajo se revisaron cuatro modelos de depositación de parafinas con el propósito de escoger uno de ellos para simular, asumiendo a futuro el hallazgo de crudo en las costas Colombianas, y evaluar el impacto de variables como velocidad de flujo, temperatura de entrada del fluido, profundidad del proyecto, entre otros.

---

<sup>1</sup> \* Trabajo de grado.

<sup>2</sup> \*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza León, PhD. Co-director: Arlex Chaves Guerrero, PhD.

**ABSTRACT**

**TITLE:** APPLICATION OF A MODEL TO EVALUATE WAX DEPOSITION IN OFFSHORE OIL PRODUCTION\*<sup>3</sup>

**AUTHORS:** CARLOS ALBERTO HENAO CONTRERAS, SARA ESTHER JIMÉNEZ ALFONSO. \*\*<sup>4</sup>

**KEYWORDS:** WAX DEPOSITION, FLOW ASSURANCE, OIL PRODUCTION, OFFSHORE.

**DESCRIPTION:**

The growing global energy demand have made a bigger oil industry with the objective of supply this demand. However, the decrease of reserves from the onshore fields have generated an important interest on exploring and production of offshore fields. As these efforts to get oil move to more critical scenarios, economical investments should increase in order to predict the development and activities necessities for the implementation of them. Flow assurance studies and raises strategies of prevision, prevention, remediation and mitigation of different problems which negatively impact the correct flow inside the pipe through the subsea arrangements. One of the most common problems to flow assurance is the wax (paraffin) deposition.

The formation of such deposits depends on some variables like pressure, composition, GOR, flow rate, heat transfer and mainly, the temperature. There are several studies about these variables as well as many authors have proposed different wax deposition models, each with their own assumptions that allow to evaluate this phenomenon from different scenarios.

In this work, were studied four wax deposition models in the interest of select the best of them to simulate and evaluate the impact of flow rate, inlet temperature and water depth and so on, visualizing the future of a possible discover of an oil field on the Colombian offshore.

---

<sup>3</sup> \* Bachelor's theses.

<sup>4</sup> \*\* Faculty of Physical – Chemistry Engineering. Petroleum Engineering Department. Faculty Advisor: Emiliano Ariza León, PhD. Co-Advisor: Arlex Chaves Guerrero, PhD.

## Introducción

La producción de crudo en campos costa afuera ha tomado gran importancia en el mundo debido al gran potencial existente en diferentes cuencas. Como sabemos, el petróleo crudo se compone de una mezcla de diferentes tipos de hidrocarburos, entre ellos las parafinas. A condiciones de yacimiento, es decir altas presiones y temperaturas, estas moléculas de parafina son solubles dentro del líquido. Sin embargo, a medida que el petróleo fluye por las líneas que se encuentran en el fondo marino a una temperatura promedio de 4°C (39 °F) comienzan a intercambiar calor con el medio y, por tanto, su solubilidad se ve afectada promoviendo la aparición de cristales y una posible depositación y acumulación de estos en las paredes del tubo.

En caso de presentarse la depositación, ello se traducirá en consecuentes pérdidas de producción por la restricción en el flujo del petróleo por las tuberías; Sin mencionar los altos costos operacionales, económicos y de tiempo necesarios para tratar este problema. En ocasiones, dicho depósito de parafina puede llegar al punto de obstruir totalmente la línea de flujo. Es por ello, que el aseguramiento de flujo juega un papel muy importante en la gestión de proyectos en campos costa afuera.

Actualmente ha sido difícil que los investigadores lleguen a un acuerdo sobre cuál es el mecanismo principal por el cual las parafinas se depositan. Entre estos tenemos la difusión por esfuerzos de corte (cizallamiento), difusión Browniana, difusión molecular.

El aseguramiento de flujo es un término inicialmente utilizado por Petrobras a comienzos de los años 90 y que se refiere a diferentes técnicas, procedimientos y estrategias que tienen como objetivo el correcto flujo de fluidos hasta la plataforma marítima de producción o terminales de procesamiento. Este tema se ha convertido en una de las mayores prioridades para la industria en

la medida que los retos operaciones son cada vez más grandes. Dentro de las técnicas usadas en el aseguramiento de flujo se encuentran el estudio y la previsión de la depositación de las moléculas parafínicas a partir de modelos termodinámicos.

Algunos parámetros como el contenido de parafina o la WAT nos pueden dar una idea de la tendencia de un crudo a formar depósitos de parafinas, siendo valores que se pueden encontrar en pruebas de fluidos realizadas a muestras de tanque, todo esto con el propósito de realizar un diseño del aseguramiento de flujo en las etapas iniciales de los proyectos. De forma general, aquellos crudos con más de 2% de contenido de parafinas y una WAT mayor que la temperatura del fondo oceánico (39°F o 4°C) pueden correr el riesgo de generar depósitos. Sin embargo, esto es una aproximación inexacta, por lo cual es importante tener certeza de parámetros como la WAT y la curva de precipitación de parafinas.

Todo lo anterior para hacer referencia a la importancia del modelamiento de la depositación de parafinas con el fin de obtener posibles escenarios problemáticos y que a futuro se puedan evaluar las diversas soluciones a ellos. En el desarrollo de este trabajo se revisaron los diferentes mecanismos por los cuales las parafinas se depositan, también las variables que más incidencia tienen en este fenómeno, posteriormente se estudió la literatura con el fin de entender los modelos que estudian la depositación, con el propósito de programar uno de ellos para, a diferentes condiciones, encontrar la tasa de depositación de las parafinas.

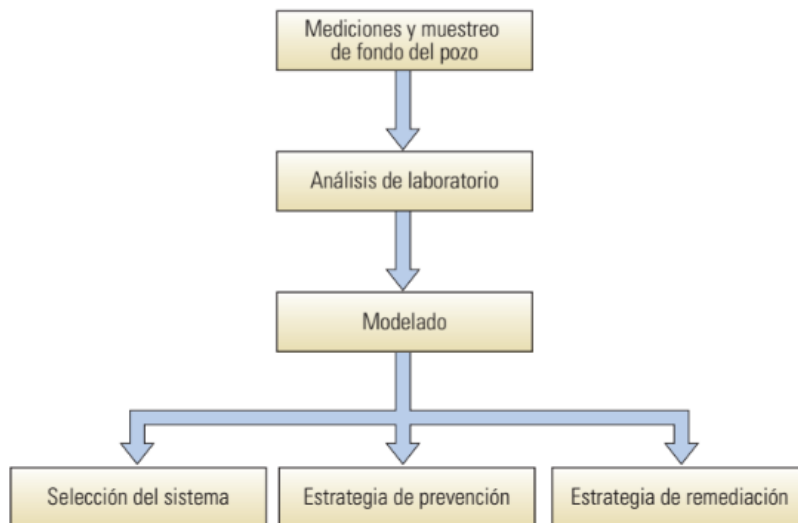
## 1. Aseguramiento de flujo

El aseguramiento de flujo comprende actividades relacionadas a la previsión, prevención, mitigación y remoción de depósitos y otros fenómenos que afectan negativamente la correcta elevación de los fluidos a través de las tuberías, manifolds, jumpers y risers dispuestos en el arreglo submarino de un campo petrolífero. Este concepto también se aplica en operaciones de producción en tierra.

Según el Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Rio de Janeiro (2016), los principales problemas que son objeto de estudio de los expertos en aseguramiento de flujo son:

- a) Depósitos orgánicos: parafinas, hidratos, asfaltenos y naftetnatos.
- b) Depósitos inorgánicos: Incrustaciones
- c) Otros: corrosión, producción de arena y finos, erosión, formación de emulsiones y espumas e intermitencia severa (*slugging*).

Con el propósito de asegurar la viabilidad económica de un proyecto, los ingenieros deben estudiar y analizar los cambios que puedan presentarse en el desplazamiento de los fluidos por el sistema de producción. **La figura 1** muestra el esquema general del estudio del aseguramiento de flujo. Es importante analizar las muestras tomadas del yacimiento y modelar el comportamiento que tendrán los fluidos en su recorrido desde el reservorio hasta la plataforma de producción o navío presente en la superficie. Otra razón es analizar el comportamiento de los compuestos orgánicos presentes en el petróleo y que potencialmente puedan depositarse por lo cambios de presión y temperatura. Por esta razón, el entendimiento de los procesos de formación, cristalización, migración y depositación de parafinas es un tema que se debe tener presente desde las etapas tempranas de desarrollo de un proyecto petrolero.



**Figura 1.** Proceso de diseño del aseguramiento de flujo (Fuente: Ratulowski Jhon et al.; 2005).

Las propiedades de los fluidos del yacimiento repercuten ampliamente tanto en el desarrollo de una estrategia de producción como en el diseño de las instalaciones en subsuelo y superficie. Una baja calidad en los datos recolectados provenientes de muestras se traducirá en un sobre y/o sub dimensionamiento de las instalaciones o erróneos procedimientos a seguir en el aseguramiento de flujo del campo y por ende en mayores costos económicos y operacionales durante la duración del proyecto.

El análisis del aseguramiento de flujo en un campo petrolero costa afuera es parte fundamental del diseño y la operación de los sistemas de producción de aceite y gas. Las estrategias de control de hidratos, parafinas y asfaltenos incluyen (Bai, Yong; Bai, Qiang, Subsea pipelines and Risers, pág. 263):

- Control termodinámico: Manteniendo la presión y la temperatura de todo el sistema por fuera de las regiones en donde podrían formarse los sólidos.
- Control cinético: Controlando las condiciones de la formación de sólidos de tal manera que los depósitos no se formen.

- Control mecánico: Permitiendo que los sólidos se depositen, pero removiéndolos periódicamente mediante la limpieza denominada de marraneo (pig).

## 2. Generalidades de la parafina

### 2.1 Definición

Las moléculas de parafina son largas cadenas de n-alcenos. Tanto para el crudo como para los condensados, parafinas del 1-15% en peso se considera un valor típico (Huang et al., 2015). Los alcanos sólidos cuentan con un número de carbonos entre  $C_{16}$  y  $C_{40}$ . Cuando los hidrocarburos se someten a cambios en condiciones de presión y temperatura durante las operaciones, en especial cuando los fluidos tienen el recorrido desde el yacimiento a superficie ocurre un enfriamiento, y si se alcanzan temperaturas por debajo de la temperatura de cristalización, las parafinas comienzan a precipitarse. Esta temperatura también es conocida como WAT (*wax appearance temperature*), de acuerdo con Gudmundsson (2010), está alrededor de los 30-40 °C, pero dichos valores dependen en gran medida de la composición del crudo.

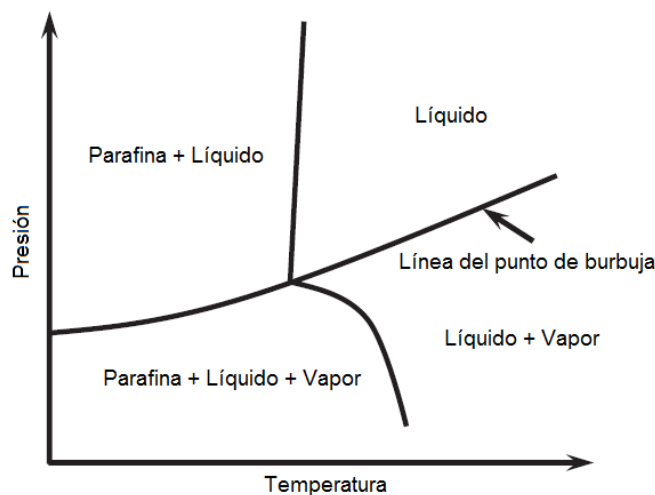
### 2.2 Cristalización de parafinas

En este caso es el proceso de separación de la fase sólida (parafina) de una solución homogénea (fase líquida - crudo). Esta fase permanece en solución en el petróleo hasta que la temperatura alcanza, o cae, por debajo de su límite de solubilidad.

La formación de los cristales de parafina incluye dos procesos: nucleación y crecimiento. Cuando se alcanza el límite de solubilidad (debido a una caída de temperatura), la energía cinética de las moléculas de parafina se reduce, disminuyendo también su movimiento, por lo cual se da un acercamiento entre ellas. Al seguir cayendo la temperatura, estas moléculas se entrelazan,

formando ramificaciones largas las cuales eventualmente se estabilizan hasta alcanzar un tamaño crítico. La nucleación y el crecimiento son dos procesos que se dan simultáneamente en el sistema. (Zhu et al., 2008).

Modelar la precipitación de las parafinas no es una tarea fácil ya que no se tienen simplemente dos sustancias puras, es decir, parafinas y crudo. Por el contrario, las parafinas son un grupo de n-alcenos que pertenecen a los saturados, mientras que el crudo es el conjunto de todo incluyendo además las otras fracciones como son aromáticos, resinas y asfaltenos. Cada uno de ellos contiene a su vez cientos de componentes; los componentes livianos de los saturados con números de carbonos menores, como el metano, etano y propano, son volátiles y tienden a evaporarse al disminuir la presión. Por el contrario, los componentes sólidos son más pesados y se precipitan a temperaturas por debajo de la WAT. **La figura 2** muestra un comportamiento típico de un diagrama de fase de un crudo parafínico. (Huang et al., 2015)



**Figura 2.** Diagrama de fase típico de un crudo parafínico (Fuente: Huang et al.; 2015).

Las predicciones que se puedan obtener del estudio de la precipitación de las parafinas suministran información valiosa que permite evaluar la posibilidad y severidad de los problemas causados por la depositación de las parafinas.

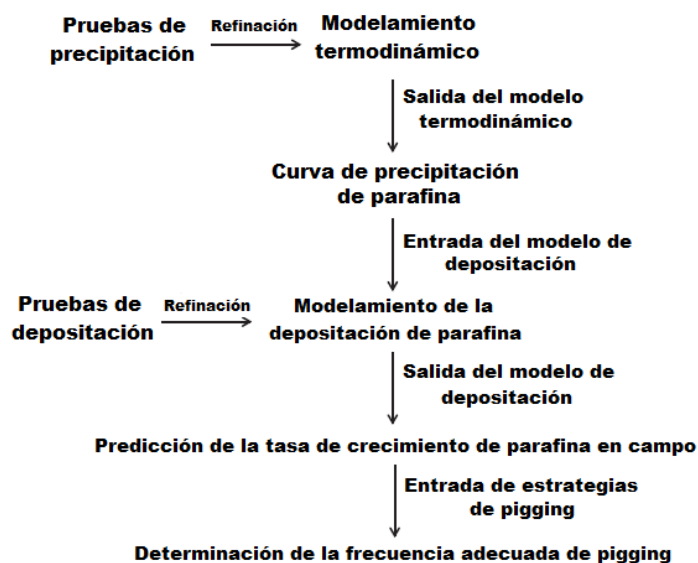
### **2.3 Depositación de la parafina**

Es importante aclarar el presente estudio se enfoca hacia la depositación, el cual es un fenómeno diferente a la precipitación. La depositación es el proceso de formación de una capa del sólido que previamente se precipitó, y el eventual crecimiento de este en una superficie que se encuentra en contacto con el petróleo. Estos depósitos se pueden formar de fase sólida que ya se precipitó a través de diversos mecanismos como la difusión por esfuerzos de corte (cizallamiento), asentamiento gravitacional, difusión Browniana, o de moléculas de parafina disueltas por medio del mecanismo de difusión molecular. (Huang et al., 2015).

La precipitación no lleva directamente a la depositación, ya que se puede presentar el caso en que las moléculas precipitadas no se depositen debido a diversas condiciones operacionales. La cristalización o precipitación depende principalmente de variables termodinámicas como la composición, presión y temperatura. Mientras que la depositación además de tener en cuenta las variables anteriormente mencionadas, se ve afectada por el comportamiento hidrodinámico del flujo, la transferencia de calor y masa y las interacciones que se dan sólido-sólido y superficie-sólido (Ararimeh et al., 2010).

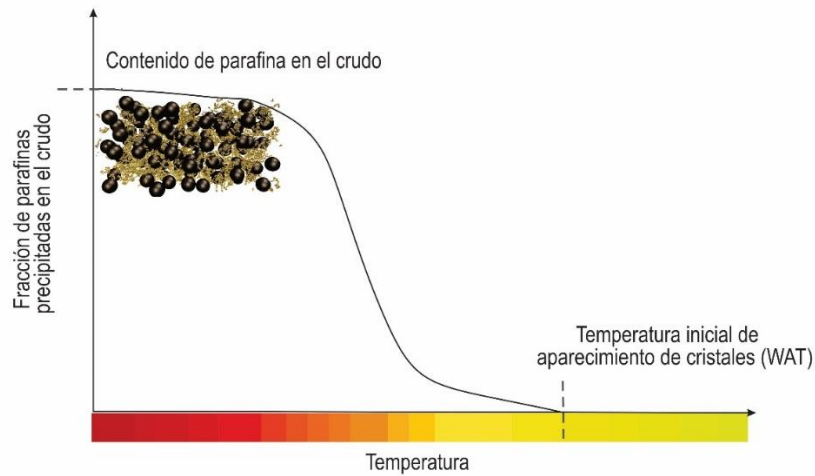
Con el fin de entender la depositación de parafinas se debe comprender el porqué de la precipitación de los componentes parafínicos en un crudo particular a diferentes presiones y temperaturas. Cabe aclarar de la precipitación de parafinas es un proceso principalmente dependiente de la temperatura. Para lograr lo anteriormente mencionado se deben combinar el

modelamiento termodinámico con la medición experimental, lo cual brinda información confiable de las características de la precipitación. Como dato de salida de la combinación anteriormente mencionada se obtienen las conocidas “Curvas de precipitación de parafinas”. **La figura 3** muestra de forma general el modelamiento del aseguramiento de flujo cuando se estudia la precipitación y depositación de las parafinas. (Huang et al., 2015).



**Figura 3.** Esquema general de las pruebas, el modelamiento y el manejo de problemas de las parafinas (Fuente: Huang et al.; 2015).

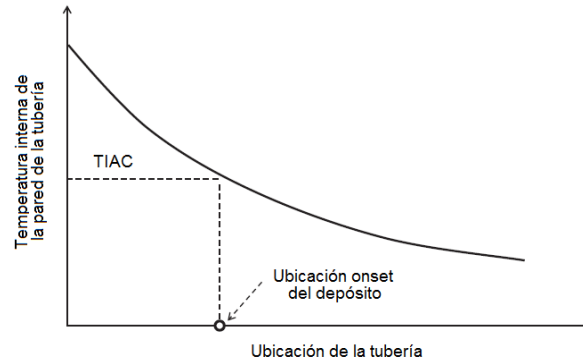
**La figura 4** representa una curva de precipitación de parafinas que ayuda a visualizar el comportamiento termodinámico del fluido; la mayor temperatura que estas curvas registran permite determinar el momento en el cual se comienzan a generar los cristales de parafina debido a un enfriamiento del fluido, temperatura conocida como WAT. Al disminuir la temperatura, la curva toma una forma asintótica, estabilizándose y mostrando como valor el contenido total de parafina en el crudo. (Huang et al., 2015).



**Figura 4.** Esquema de una curva típica de precipitación de parafinas (Fuente: Huang et al.; 2015).

Adicional a lo anteriormente mencionado, se deben estudiar una serie de perfiles (hidrodinámicos, de temperatura en dirección radial y axial) a lo largo de la tubería con el propósito de identificar los lugares donde potencialmente se pueden formar los depósitos, como se observa en **la figura 5**. En esta etapa del proceso es que se implementa un modelo de depositación, que incluye un simulador de flujo, con el fin de obtener características hidráulicas y de transferencia de calor de la tubería. El posible lugar donde se va a dar el comienzo de la formación del depósito es aquel donde la temperatura interna de la pared de la tubería se encuentra por debajo de la WAT.

Los modelos de depositación también permiten evaluar la severidad de los depósitos a través del cálculo de la tasa de crecimiento de estos.



**Figura 5.** Diagrama típico de la temperatura interna de la pared determinada por un modelo de depositación de parafinas que indica la localización del depósito en la tubería (Fuente: Huang et al.; 2015).

Singh et al. (2001) definieron que hay dos pasos involucrados en la depositación: formación de “geles” parafínicos, y el envejecimiento posterior de estos depósitos. Estas acumulaciones suelen contener una amplia variedad de compuestos como el agua, resinas, arena, asfaltenos, los cuales se entrampan durante los procesos de precipitación y depositación. (Zhu et al., 2008).

Singh et al. (2001) también describieron los pasos de la depositación de parafina en la tubería:

1. Solidificación del crudo parafínico (formación de una capa insignificante) en la superficie interna de la tubería.
2. Difusión de las parafinas (hidrocarburos con más carbonos que el número crítico de carbonos) hacia la capa sólida.
3. Difusión interna de estas moléculas a través del crudo atrapado.
4. Precipitación de estas moléculas a través del crudo atrapado.
5. Contra-difusión de parafinas con menor número de carbonos que el número crítico de carbonos (salen del depósito).

Son varios los problemas técnicos relacionados con la formación de estos depósitos:

-Reducción del diámetro interno de la tubería y taponamiento de la tubería de producción y de superficie.

-Daño de la formación cerca a la cara del pozo.

-Reducción de la permeabilidad.

-Cambios en la composición del fluido del yacimiento y su reología debido a la separación de fase por la precipitación.

-Requerimientos altos de presión para reiniciar el flujo.

-Grandes caídas de presión.

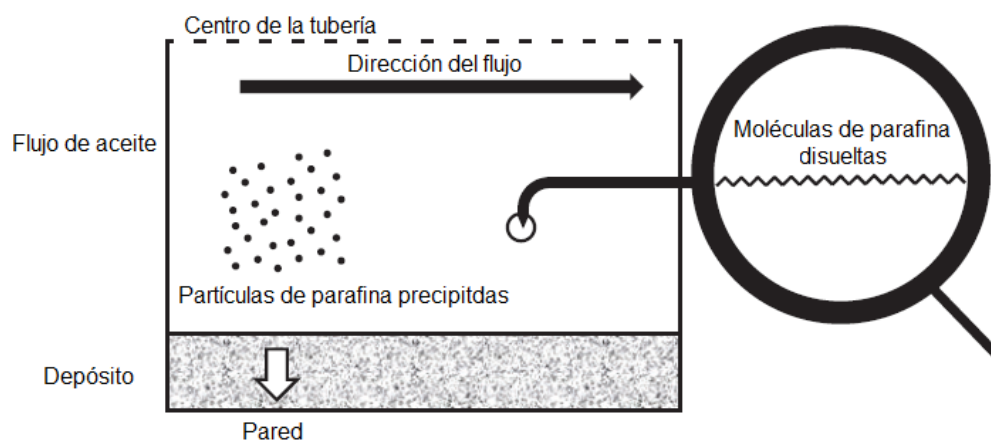
En ocasiones se puede presentar que el crudo se encuentra fluyendo por debajo del límite de solubilidad relacionado directamente con la WAT, pero no se evidencie la presencia de depósitos considerables en la tubería. Sin embargo, los cristales que viajan con el crudo pueden presentar algunos otros problemas, tales como la gelación y aumento de la viscosidad. La alta viscosidad lleva a un mayor consumo de energía para el bombeo del fluido y caudales más bajos. La gelación del crudo es un caso crítico al momento de reiniciar el bombeo de fluidos luego de una parada en el sistema de producción, para lo cual se necesitarán vencer esfuerzos mayores debido al comportamiento No-Newtoniano del sistema aceite-cristales de parafina (Azevedo L.F.A, Teixeira A.M., 2002).

#### **2.4 Mecanismos de depositación**

Estos mecanismos se consideran con respecto al transporte lateral de los residuos parafínicos. Se cree que la formación de depósitos (depositación) ocurre como resultado del transporte lateral por

difusión, dispersión por esfuerzos de corte (cizallamiento) y difusión Browniana. El asentamiento gravitacional también se considera como un mecanismo de depositación. (Zhu et al., 2008).

Las moléculas de parafina se encuentran ya sean disueltas en el aceite o precipitadas como partículas formando una suspensión en el fluido. **La figura 6** es una representación de estos dos casos.



**Figura 6.** Representación de los dos tipos de parafinas que potencialmente pueden causar los depósitos. (Fuente: Huang et al.; 2015).

Teniendo en cuenta lo anterior Burger et al., (1981) propusieron los mecanismos de depositación de la siguiente forma:

-Difusión molecular: depositación debido a la difusión de las moléculas disueltas (componentes parafínicos) hacia la pared.

-Dispersión por cizallamiento: depositación de las partículas de parafinas precipitadas, que por mecanismo de dispersión o esfuerzo de corte son empujadas hacia la pared.

-Difusión Browniana: depositación debido a la difusión (movimiento Browniano) o choques entre las partículas precipitadas que se aglomeran y son enviadas hacia la pared.

-Asentamiento gravitacional: depositación debido al asentamiento de las partículas precipitadas hacia la parte inferior de la tubería.

A continuación, se presentará una breve descripción de los diferentes mecanismos de depositación. Cabe aclarar que, para este caso de estudio, la difusión molecular es tomado como el principal promotor de la formación de depósitos. Adicionalmente, los cristales precipitados en el interior del fluido (lejos de la pared), no son considerados de gran importancia en los depósitos de parafina, por el contrario, se cree que este material fluye en suspensión con el crudo, generando otros problemas como el aumento de la viscosidad de la mezcla y dificultades para reanudar el flujo después de una parada de la producción debido a la gelación del fluido (mayor energía en las bombas de desplazamiento). (Huang et al., 2015).

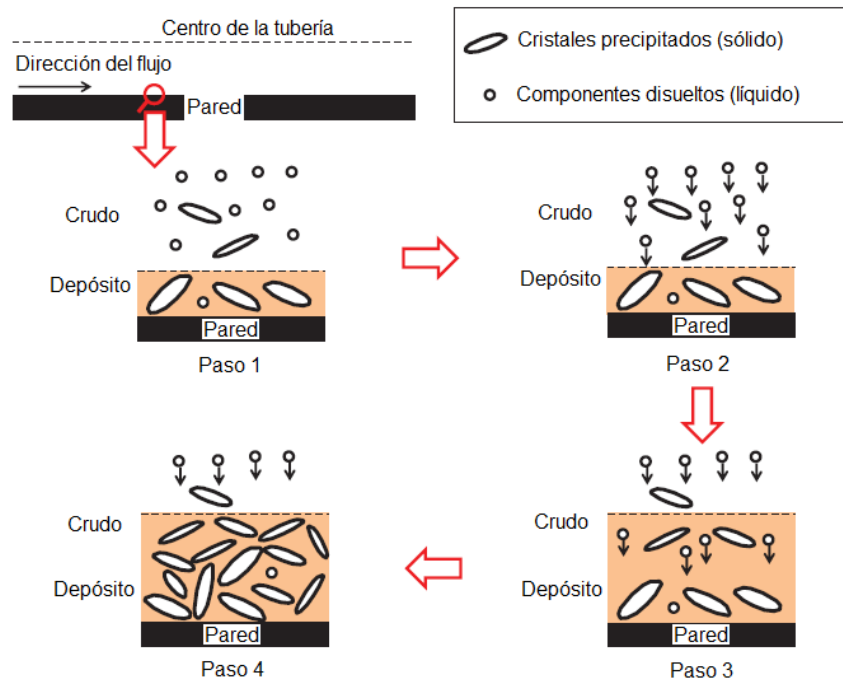
**2.4.1 Difusión molecular.** Cuando comienza el enfriamiento del petróleo habrá un gradiente de temperatura a través de la subcapa laminar. Si la temperatura se encuentra por debajo del punto donde los cristales se pueden precipitar, la fase líquida contendrá estas partículas precipitadas. Habrá un equilibrio entre las fases sólidas y líquidas de la mezcla (líquido saturado con cristales disueltos). El perfil de temperatura cercano a la pared genera un gradiente de concentración de la parafina disuelta, y este material será transportado hacia la pared por difusión molecular. Cuando este material de difusión alcanza la interfase sólido/líquido, se precipitará de la solución. **La figura 7** muestra los pasos que se dan en este proceso. (Huang et al., 2015).

-Paso 1: precipitación de las moléculas parafínicas disueltas (cerca de la pared de la tubería).

-Paso 2: formación de un gradiente de concentración radial de los componentes parafínicos disueltos.

-Paso 3: depositación de los componentes en la superficie de un depósito existente.

-Paso 4: difusión interna de los componentes en el depósito.



**Figura 7.** Representación de la difusión molecular como mecanismo de depositación de las parafinas (Fuente: Huang et al.; 2015).

Este mecanismo es el más avalado como el responsable de la formación de los depósitos de parafinas.

**2.4.2 Difusión Browniana.** Debido a la agitación térmica de las moléculas, los sólidos parafínicos colisionarán los unos con los otros. Estas colisiones generan movimientos Brownianos pequeños de las partículas. Si existe un gradiente de concentración de estas partículas. El movimiento Browniano causará un transporte neto similar a la difusión. Sin embargo, varios autores analizaron que este mecanismo no tiene impacto en la depositación ya que la temperatura de la pared es mucho menor que la del fluido, por lo que se presentara precipitación de parafinas en la pared, por lo cual, el movimiento Browniano generaría un transporte, de este material, desde la pared de la tubería hacia el centro del flujo, contrariamente al proceso de depositación en la superficie.

**2.4.3 Dispersión por cizallamiento.** Cuando pequeñas partículas se encuentran suspendidas en el fluido el cual presenta movimiento laminar, estas se mueven a una velocidad media y en la dirección del fluido circundante. La velocidad de la partícula es la velocidad del flujo en su centro, y presenta una rotación con una velocidad angular la cual es la mitad de la velocidad de corte del fluido. Si la partícula se acerca a un límite sólido, tanto la velocidad lineal como la angular se reducen. Debido a la viscosidad del fluido, las partículas en rotación imparten un movimiento circulatorio a la capa de fluido adyacente. Esta región de flujo rotante ejerce una fuerza de arrastre a las partículas vecinas. Las múltiples colisiones de las partículas generan un transporte lateral y un dispersamiento de estas. En el caso en que se tenga un flujo turbulento, este mecanismo desfavorece la formación de los depósitos, ya que aquellas partículas localizadas en la capa viscosa, más cercana a la pared, son reintegradas al flujo del crudo por una fuerza de elevación.

**2.4.4 Asentamiento gravitacional.** Los cristales precipitados son más densos que la fase líquida. Se puede dar la deposición en el fondo de las tuberías y tanques debido a la gravedad y la diferencia de densidades. Si existiera el caso de una mezcla homogénea, al comienzo habría una alta cantidad de asentamiento de partículas seguido por una disminución de la deposición, la cual eventualmente será cero. Este mecanismo también ha sido desacreditado ya que no se han tenido evidencias de que los depósitos tienen mayor espesor en el fondo que en la parte superior de la tubería.

### **3. Análisis de las variables influyentes en la formación de depósitos parafínicos en sistemas costa afuera**

#### **3.1 Espesor de la lámina de agua**

#### **PERFILES DE TEMPERATURA EN LOS DIFERENTES ESCENARIOS OFFSHORE**

Teniendo en cuenta los recientes descubrimientos de hidrocarburos, especialmente gas en el Caribe Colombiano y las expectativas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la inversión extranjera con miras a hidrocarburos líquidos, el presente estudio pretende hacer su enfoque a posibles escenarios de producción en costa afuera.

Los siguientes perfiles de temperatura fueron elaborados tomando en cuenta el recorrido completo que deben seguir los fluidos: en la primera parte, desde la cara de la formación subiendo por el pozo hasta un árbol de navidad (ubicado en el lecho marino). En este punto se tomó un gradiente geotérmico de 2,475 °F/100ft (27,6 °C/Km) para un pozo offshore de la cuenca Guajira según los datos reportados por la ANH (Mapa preliminar de gradientes geotérmicos de Colombia). Una vez los fluidos salen del árbol de navidad se presenta un punto crítico para la operación, ya que se produce una extrema caída de temperatura y presión conjunta que llevará a una muy posible

depositación de componentes orgánicos en las líneas de flujo. Es importante aclarar que el gradiente geotérmico asumido para el subsuelo, es decir, para el yacimiento es diferente al gradiente marítimo del agua que asumimos desde el lecho marino hasta superficie. En este caso, y de acuerdo con la revisión literaria, muchos autores asumen la temperatura del fondo del mar alrededor de los 39 °F (4°C). Siguiendo el camino normal de los fluidos, la tubería viaja algunos kilómetros por el lecho marino hasta un punto en donde comienza a elevarse y por tanto se enfrenta a un aumento gradual de la temperatura en función de la profundidad. Las clasificaciones para las profundidades actualmente (Cummings, et al., “Mas allá de las profundidades: los desafíos de la región de aguas ultra-profundas” Oilfield review, Volumen 26, No 4) y como se muestran en **la figura 8** son:

-Aguas someras: menores de 500 metros (1600 ft).

-Aguas profundas: entre 500 y 1500 metros (1600 ft – 5000 ft).

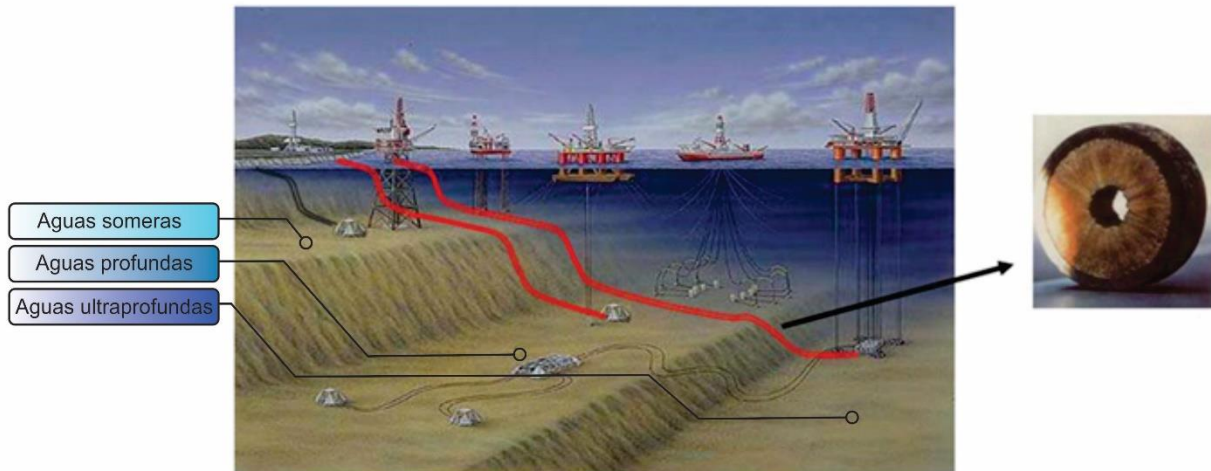
-Aguas ultra profundas: mayores a 1500 metros (5000 ft).

Para el gradiente de la lámina de agua se tomó la ecuación experimental de Waples:

$$T(^{\circ}C) = 218.55 * Profundidad^{-0,5258} \quad (1)$$

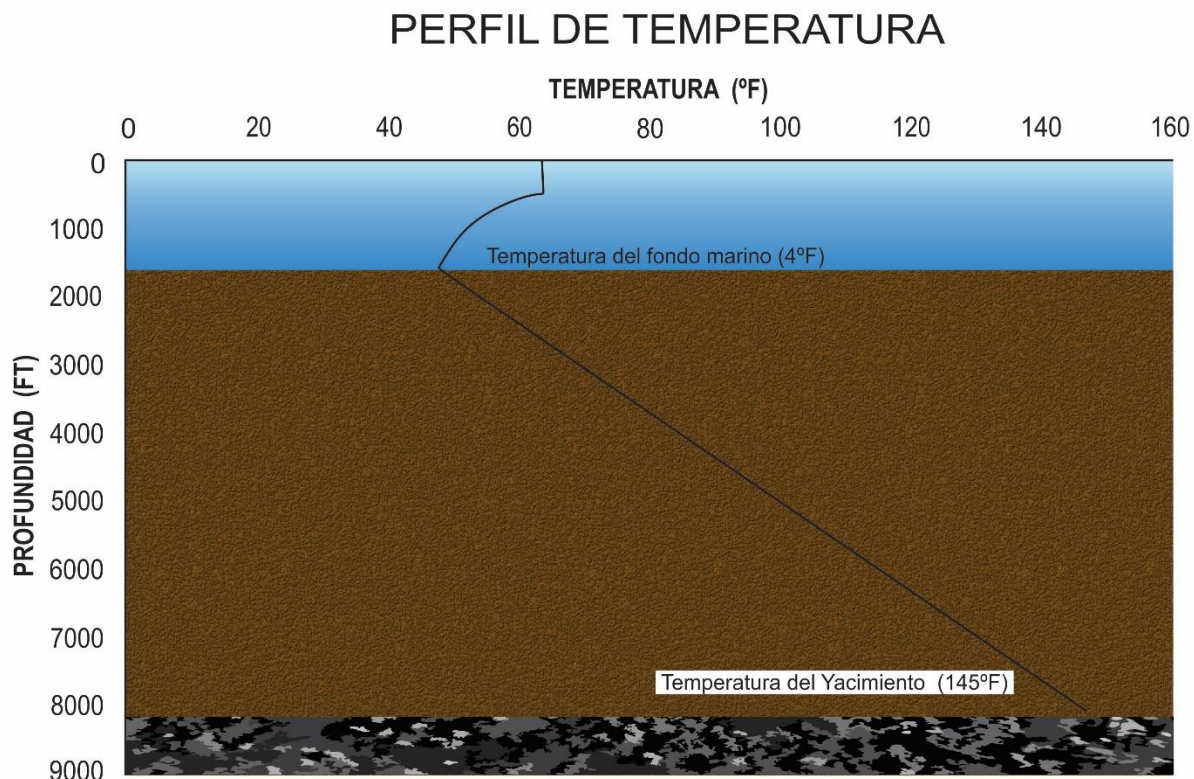
La profundidad es tomada en metros.

El último tramo de lámina de agua que recorren los fluidos dentro de la tubería es decir los últimos 40 ft (120 m) fueron considerados a temperatura promedio constante de aproximadamente 64°F (17,5°C).



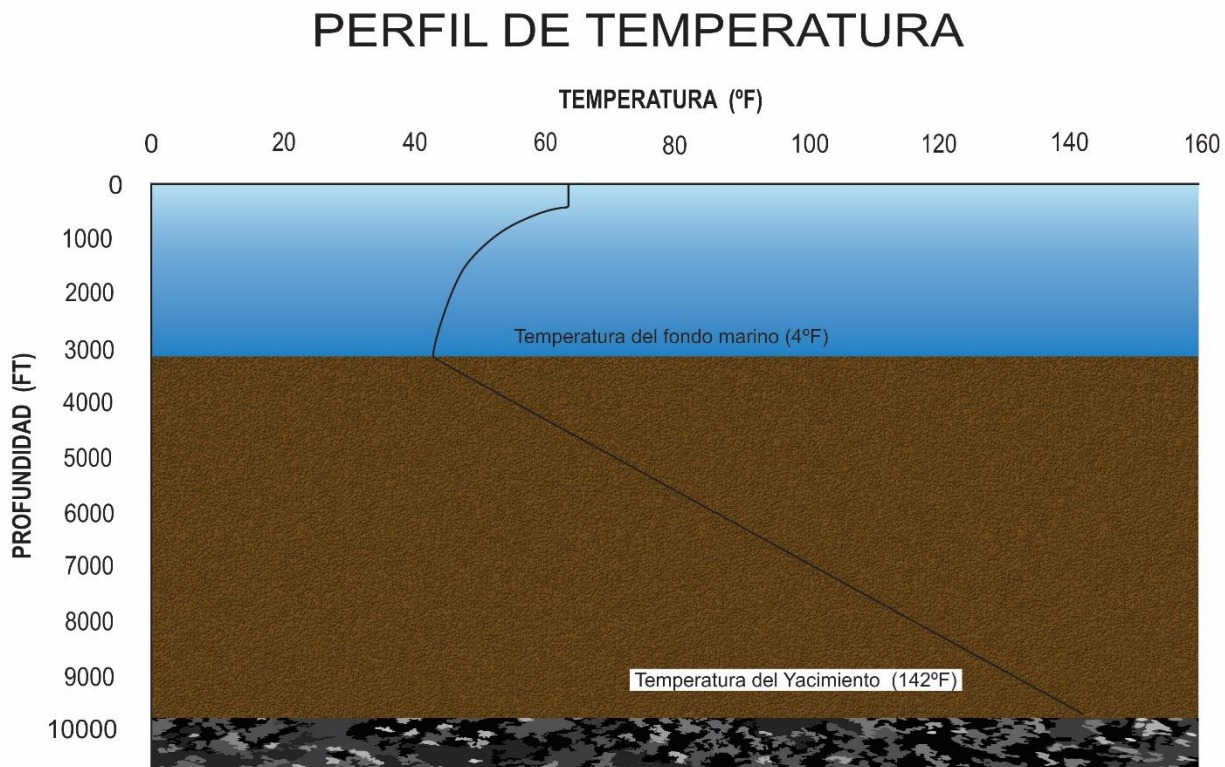
**Figura 8.** Esquema de los diferentes escenarios offshore (Fuente: Huang et al.; 2010).

**3.1.1 Aguas someras.** Para este caso y a manera de ejemplo, como se observa en **la figura 9**, se consideró una lámina de agua de 1500 ft y un espesor de yacimiento de 6500 ft aproximadamente. Es importante observar el choque térmico que representa el cambio de temperatura al que se somete el crudo producido al momento de entrar a la tubería de producción en el lecho marino. Es debido a este factor que las parafinas que se encontraban solubles en el crudo y que se encuentran a temperaturas inferiores a la WAT comienzan a perder su estabilidad termodinámica y por ende a formar cristales. Dichos cristales, debido a los gradientes de temperatura y concentración de parafina en el crudo, migrarán hacia la parte interna de la tubería fría y formarán un depósito nuevo.



**Figura 9.** Perfil de temperatura en aguas someras.

**3.1.2 Aguas profundas.** En aguas profundas, el escenario que planteamos, como se describe en **la figura 10**, es el de una lámina de agua mayor a 3000 ft y un pozo con profundidad vertical de 6500 ft. Para este caso, tenemos un choque térmico mayor al caso anterior y una temperatura del fondo marino más cercana al valor promedio encontrado en la literatura (39-40°F). De esta manera, el escenario es aún más difícil de manejar debido a la mayor distancia que debe recorrer el crudo parafínico a través de la lámina de agua para llegar a superficie.



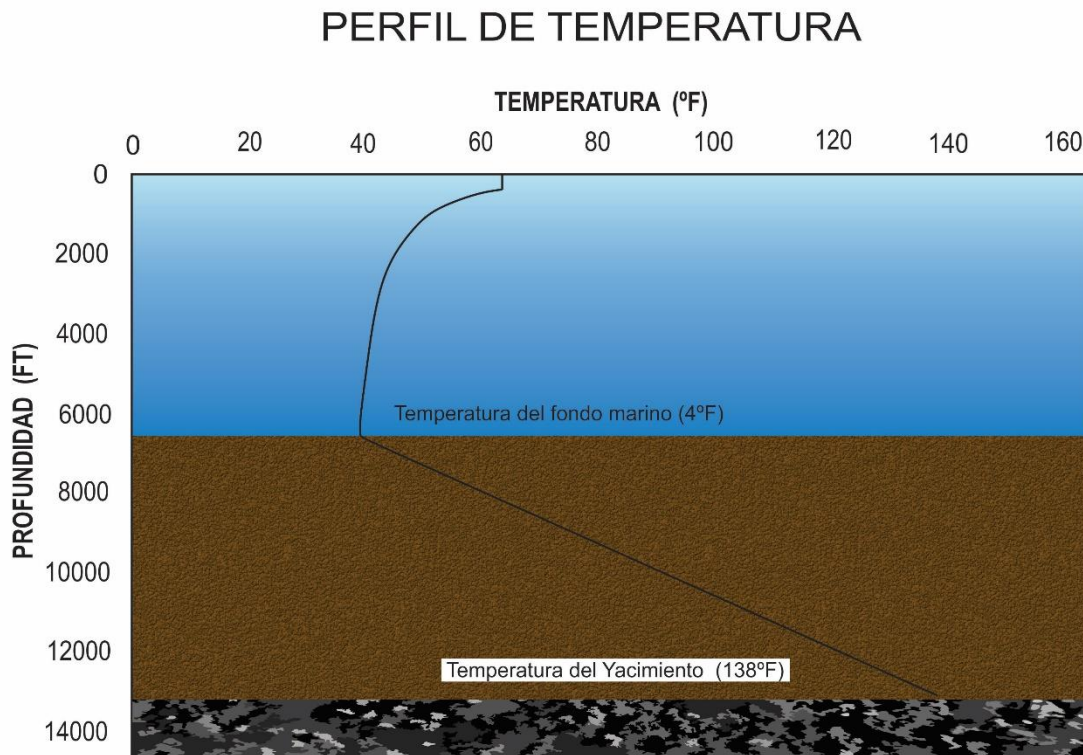
**Figura 10.** Perfil de temperatura en aguas profundas.

**3.1.3 Aguas ultraprofundas.** Las aguas ultra profundas representan el mayor reto para la industria petrolera con una lámina de agua mayor a 5000 ft y pozos con profundidades cercanas a los 7000 ft, como se ve en **la figura 11**. Una excelente estrategia de aseguramiento de flujo debe ser estudiada y planteada por las compañías operadoras que deseen extraer hidrocarburos en estos escenarios. En algunos casos son considerados métodos como calentamiento eléctrico de las tuberías o aislamientos con tuberías Pipe-In-Pipe además de la inyección de inhibidores de depositación.

De esta manera, se hace un análisis de una de las variables más influyentes en la depositación de las ceras parafínicas: la temperatura, la cual determina la solubilidad de los componentes parafínicos en el aceite líquido. A las condiciones de yacimiento (160 -250°F y 8000 – 15000 psi)

la solubilidad de tales componentes es lo suficientemente alta para mantenerse totalmente disueltas en la mezcla. Una vez el fluido comienza su camino por el pozo y las líneas de flujo, la temperatura comienza a caer por debajo del punto de nube del crudo (o WAT), la solubilidad de los componentes se ve drásticamente afectada y comienza la formación de cristales en el aceite, que ahora se comportará como un fluido No-Newtoniano. (Singh et. al., 2000).

Como se discutió anteriormente, los cristales comenzarán su migración hacia la pared de la tubería y formarán un depósito que aumentará su tamaño progresivamente de no existir una remoción mecánica adecuada.

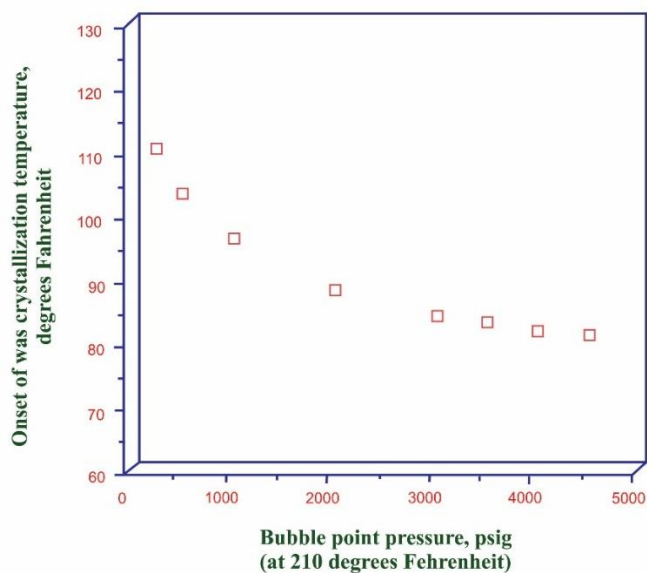


**Figura 11.** Perfil de temperatura en aguas ultra profundas.

### 3.2 Composición del crudo

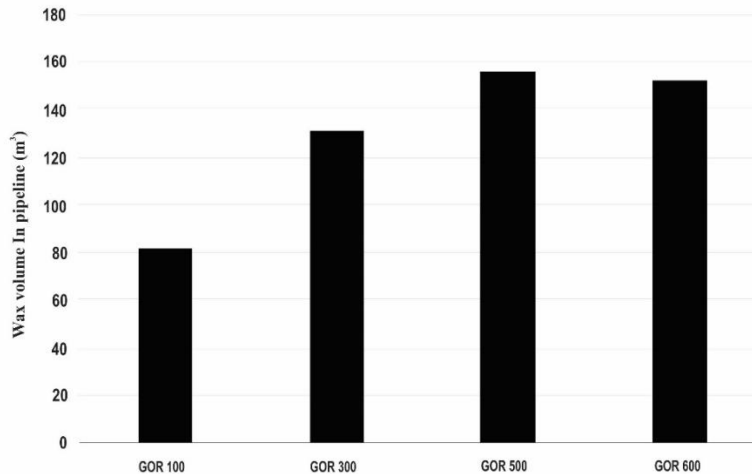
El crudo está compuesto por saturados (Parafinas/ceras), aromáticos, resinas y asfaltenos. Los saturados son distinguibles de los otros tres porque es el único grupo que consiste únicamente de carbonos no polares sin dobles enlaces (Lee, H.S., 2008). Las distribuciones de estos componentes se pueden obtener a partir de un análisis SARA. Este análisis permite determinar la tendencia a la depositación de sólidos parafínicos de la muestra, además de su estabilidad. Los saturados son flexibles en la naturaleza, lo cual hace que para las parafinas normales sea fácil reunirse y cristalizarse. Las isoparafinas también cuentan con una alta flexibilidad, pero forman una parafina inestable. Las cicloparafinas (naftenos) son menos flexibles debido a su naturaleza cíclica y no participan mucho en la formación de depósitos. Los aromáticos sirven como solventes para los saturados de alto peso molecular (los cuales son la principal fuente de ceras parafínicas), mientras que los componentes polares, como los asfaltenos, inducen la nucleación de la parafina. (Lee, H.S., 2008)

Según lo reportado por Leontaritis (1995), los componentes livianos tienen un gran efecto en el comportamiento de la parafina. De esta manera, a mayor cantidad de livianos menor será la temperatura de inicio de cristalización (WAT) como se puede observar en **la figura 12**.



**Figura 12.** Efecto de la composición en la formación de depósitos. (Fuente: Leontaritis; 1995).

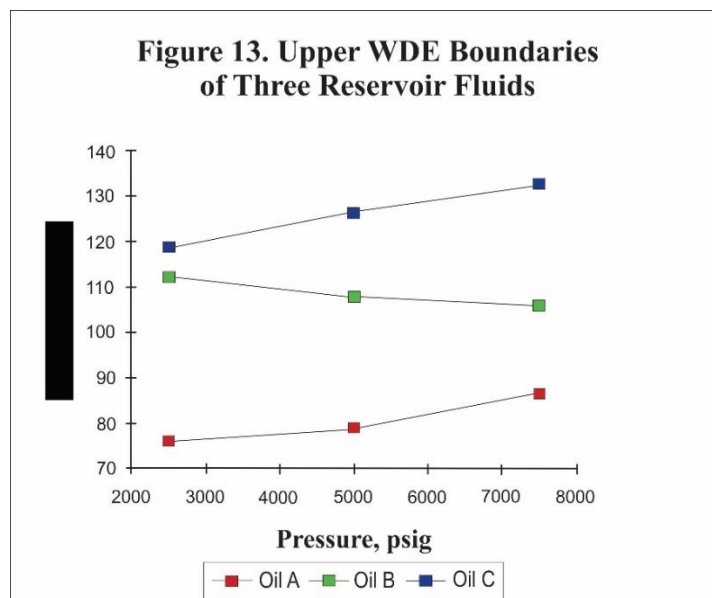
En el estudio realizado por Jung, S.Y., Lee, D.G. y Lim, J.S (2014) ellos concluyen que hay diferencias significativas en la cantidad de parafina depositada entre los modelos de una sola fase y los modelos de dos fases, y que esto puede deberse a que la depositación de las ceras parafínicas se acelera por la presencia de componentes livianos asociados al gas. Ferworn et al., (1997) y Huanquan et al. (1997), citados en el trabajo de Jung, S.Y. et al. (2014) explican el comportamiento de la precipitación de las parafinas en relación con el GOR de la siguiente manera: El potencial para la precipitación de ceras parafínicas puede disminuirse debido a un aumento en la solubilidad de hidrocarburos ligeros tales como  $C_5$  que podrían conducir a una baja WAT. Por otro lado, el potencial para la precipitación de cera puede incrementarse por un aumento en parafinas normales tales como aquellas por encima de  $C_{30+}$  que producen altas WAT. Este comportamiento se puede observar en **la figura 13**.



**Figura 13.** Efecto del GOR en el volumen de parafina depositado en una tubería (Fuente: Jung,S.Y. et al.; 2014).

### 3.3 Presión

La presión por sí sola tiene un efecto menor en la formación de depósitos parafínicos en campos offshore. El perfil de presión durante la producción de petróleo declina desde el yacimiento hasta la superficie. Esta declinación causa que los componentes más livianos del flujo dejen la mezcla, causando una disminución en la relación solvente-solución, ya que estos livianos sirven como solvente para los componentes parafínicos cuando están en solución. La solubilidad disminuye cuando se presenta la pérdida de estos componentes livianos. Leontaritis (1995) además concluyó que la presión no tiene siempre el mismo efecto en la temperatura de cristalización (WAT) al estudiar el efecto en diferentes muestras de crudo vivo, como se refleja en **la figura 14**.



**Figura 14.** Efecto de la presión en la formación de depósitos (Fuente: Leontaritis; 1995).

La presión en combinación con otros factores puede ayudar en la formación de depósitos. Un alto GOR genera una expansión y un subsecuente enfriamiento, a medida que la presión del sistema cae, algo que agrava la depositación. (Zhu et al., 2008).

### 3.4 Velocidad de flujo

El efecto de la velocidad de flujo es bastante estudiado para los depósitos de parafina. Bautista-Parada et. al. (2015) concluyeron que un incremento en la velocidad de flujo causará un espesor de depósito más pequeño, pero con una mayor concentración de parafina. La velocidad está directamente relacionado al término “eliminación por cizallamiento”, el cual es un proceso que se produce durante el flujo turbulento en donde el líquido fluyendo por la tubería produce un efecto de raspado al depósito presente. Esto ocurre como consecuencia de una fuerza de cizallamiento ejercida contra el depósito mayor que las fuerzas de cohesión dentro de dicho depósito (Singh et.al. 2000).

Algunos de los modelos que describen el proceso de depositación de las parafinas incluyen la consideración de una remoción por cizallamiento. Este será un factor clave para más adelante, en el presente trabajo, escoger el mejor modelo, ya que algunos de ellos no consideran dicha remoción y por esta razón se pueda sobreestimar el espesor de un depósito.

### 3.5 Transferencia de calor hacia el ambiente externo

Rodrigues, S. (2011) hace un detallado análisis en relación con la transferencia de calor en el sistema tubería-mar. Partiendo de la ecuación general de transferencia de calor

$$Q = U(T_{oil} - T_{ext}) \quad (2)$$

Donde:

$Q$ = Perdidas de calor al ambiente ( $W/m^2$ ).

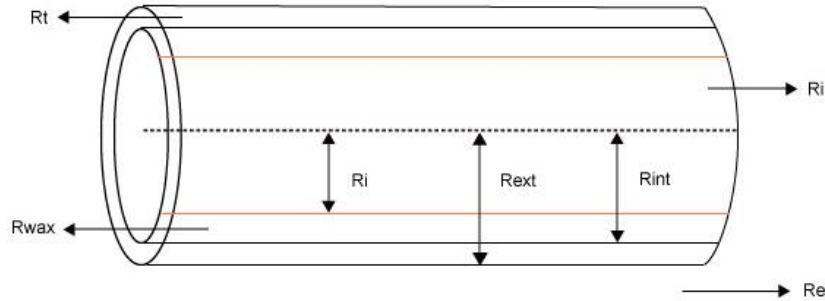
$T_{oil}$ = Temperatura del aceite (K).

$T_{ext}$ = Temperatura del agua marina (K).

$U$ = Coeficiente global de transferencia de calor ( $W/m^2 \cdot K$ ).

El coeficiente global de transferencia de calor  $U$  está en función de la suma de las siguientes resistencias: resistencia a la transferencia de calor por convección interno,  $R_i$ , y externo a la tubería,  $R_e$ , con las resistencias a la transferencia por conducción por la pared de la tubería  $R_t$  y por el depósito de parafina  $R_{wax}$ . **La figura 15** muestra de forma general las transferencias que se dan en un sistema tubería-parafina-ambiente externo.

$$U * A_{si} = \frac{1}{R_i + R_e + R_t + R_{wax}} \quad (3)$$



**Figura 15.** Esquema general de la transferencia de calor en una tubería con depósito de parafina presente.

Donde las resistencias se definen como:

$$R_t = \frac{\ln(r_{ext}/r_{int})}{2\pi K_s dz} \quad (4)$$

$$R_{wax} = \frac{\ln(r_{int}/r_i)}{2\pi K_{wax} dz} \quad (5)$$

$$R_i = \frac{1}{h_i A_{si}} \quad (6)$$

$$R_e = \frac{1}{h_e A_{se}} \quad (7)$$

Sabiendo que Rext, Rint y Ri son el radio externo e interno (m) de la tubería y el radio del depósito respectivamente. Ks y Kwax son las conductividades térmicas (W/m\*K) de la pared de la tubería y de la parafina sólida. A<sub>si</sub> y A<sub>se</sub> son las áreas de las superficies (m<sup>2</sup>) interna y externa de la tubería.

Los coeficientes de película interno hi y externo he serán discutidos más adelante.

**Coefficiente de película externo ( $Nu_e$ )**

Este coeficiente fue calculado por Rodrigues, S. (2011) a partir de la correlación de Hilpert como sigue:

$$Nu_e = \frac{h_e(2 * r_{ext})}{k_{me}} = C_1 * Re_{me}^M * Pr_{me}^{0,36} \tag{8}$$

$$Re_{me} = \frac{\rho_{me} * V_{me} * \text{sen}\theta * (2r_{ext})}{\mu_{me}}; Pr_{me} = \frac{\mu_{me} * cp_{me}}{k_{me}} \tag{9}$$

Donde  $\rho_{me}, V_{me}, \mu_{me}, cp_{me}, k_{me}$  representan la densidad ( $\text{kg/m}^3$ ), velocidad (m/s), viscosidad absoluta (Pascal\*s), calor especifico ( $\text{J/kg}\cdot\text{K}$ ) y conductividad térmica ( $\text{W/m}\cdot\text{K}$ ) del medio externo (agua del mar) respectivamente. Las constantes C1 y M son dependientes del número de Reynolds como se muestra en **la tabla 1**.  $Re_{me}$  y  $Pr_{me}$  representan el número de Reynolds y Prantdl respectivamente.

**Tabla 1.** Valores de las constantes C1 y M según el valor del número de Reynolds (Fuente: Rodrigues, S. 2011).

|  | <b>C1</b> | <b>M</b> |
|--|-----------|----------|
| <b><math>Re_{me} &lt; 4</math></b>               | 0,989     | 0,330    |
| <b><math>4 &lt; Re_{me} &lt; 40</math></b>       | 0,911     | 0,385    |
| <b><math>40 &lt; Re_{me} &lt; 4000</math></b>    | 0,683     | 0,466    |
| <b><math>4000 &lt; Re_{me} &lt; 40000</math></b> | 0,193     | 0,618    |
| <b><math>40000 &lt; Re_{me}</math></b>           | 0,027     | 0,805    |

**Coefficiente de película interno ( $Nu_i$ )**

Existen varias correlaciones para hallar el coeficiente de película interno (Rodrigues, S. 2011). En este caso se muestra el coeficiente de película de la mezcla que se basa en las propiedades de la mezcla en flujo turbulento para tuberías circulares.

$$Nu_i = \frac{h_i(2 * r_i)}{k_m} = 0,027 * Re_m^{0,8} * Pr_m^{1/3} \quad (10)$$

$$Re_m = \frac{\rho_m * V_m * (2r_i)}{\mu_m} \quad (11)$$

$$Pr_m = \frac{\mu_m * cp_m}{k_m} \quad (12)$$

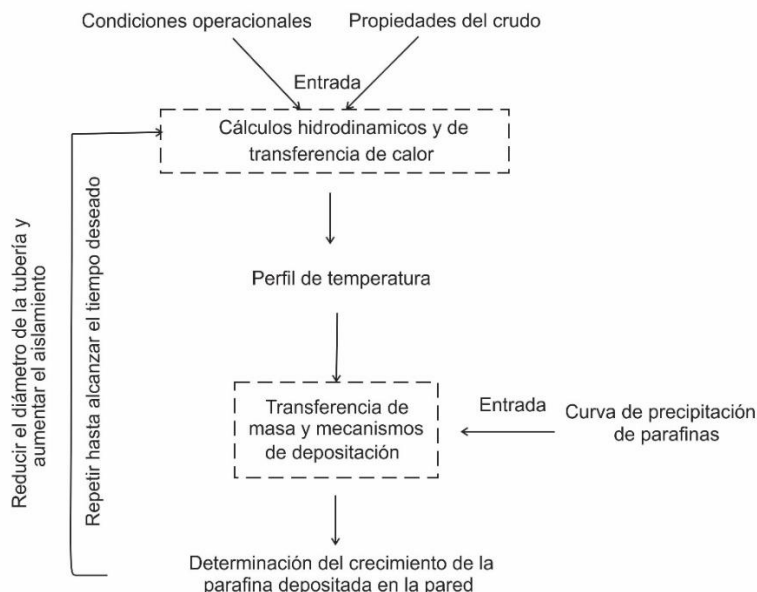
Donde  $\rho_m, V_m, \mu_m, cp_m, k_m$  representan la densidad ( $\text{kg/m}^3$ ), velocidad (m/s), viscosidad absoluta (Pascal\*s), calor específico ( $\text{J/kg}^*\text{K}$ ) y conductividad térmica ( $\text{W/m}^*\text{K}$ ) de la mezcla.

#### 4. Revisión de modelos de la depositación de parafinas

Existen diferentes modelos para la depositación de parafinas y en este aparte describiremos los más importantes.

##### 4.1 Modelamiento de la depositación de parafinas

Huang et al., (2015) presentan lo que debería contener de manera general un modelo de depositación de parafinas: **Cálculos hidrodinámicos, cálculos de la transferencia de calor, cálculos de la transferencia de masa y crecimiento del depósito** como se evidencia en el algoritmo de **la figura 16**.



**Figura 16.** Algoritmo general del modelamiento de la depositación de parafinas (Fuente: Huang et al.; 2015).

Por consiguiente, los diferentes modelos existentes en la literatura varían según las suposiciones hechas por los autores al momento de plantearlo. La cuantificación del flujo depende de las suposiciones físicas inherentes a los modelos con respecto al estado de equilibrio líquido-sólido y los efectos de flujo al proceso de difusión (Soedarmo, A.A., *Journal of Petroleum Science and Engineering* (2016), doi:10.1016/2016.10.017). Esto repercutirá en la eficiencia del modelo para calcular la tasa de depositación de la parafina en la tubería y por tanto su aplicabilidad a condiciones de operación reales. En este capítulo estudiaremos cuatro diferentes modelos de depositación presentes en la literatura y haremos una comparación entre ellos.

Según las suposiciones podemos clasificar los modelos. Por un lado, tenemos los modelos de transferencias de masa de película (FMT, por sus siglas en inglés) los cuales asumen procesos de transferencia de masa y calor independientes lo que lleva a una super saturación y mayores gradientes de concentración de la cera parafínico cerca de la interfase. De otra parte, los modelos

de equilibrio (EM, por sus siglas en inglés) asumen una condición de equilibrio termodinámico lo cual causa un cálculo de gradientes de concentración mucho menores que los modelos FMT (Soedarmo, A.A., et al. 2016). Con el fin de validar los modelos se han llevado a cabo estudios que han concluido que generalmente los modelos FMT sobre-predicen el cálculo de la tasa de depositación por encima de los modelos EM (Singh, A., Lee, H. S., Singh, P., & Sarica, C. (2011) y Soedarmo, A.A. (2016)).

### **Correlaciones hidrodinámicas:**

Estos pueden influenciar grandemente las características de transferencia de masa y calor, especialmente en flujos multifásico. En condiciones de flujo multifásico, uno de los parámetros hidrodinámicos más importantes es el HoldUp del líquido (volumen de la fracción de líquido). Debido a las diferencias en las capacidades caloríficas entre el gas y el líquido, este parámetro tiene un gran impacto en el perfil de temperatura de la tubería. Un flujo gas-liquido con un mayor HoldUp de líquido, exhibe un decrecimiento gradual en la temperatura, durante el enfriamiento. Con el fin de determinar la hidrodinámica del flujo, son usadas algunas correlaciones hidrodinámicas empíricas que se presentan en **la tabla 2**.

Para flujos de una sola fase, las correlaciones hidrodinámicas empíricas son usadas para determinar los factores de fricción, con el propósito de calcular la caída de presión a lo largo de la tubería.

**Tabla 2.** Correlaciones hidrodinámicas utilizadas por los diferentes autores (Fuente: Huang, Z., et al.; 2015).

| <b>Resumen de las correlaciones hidrodinámicas empíricas para los diferentes modelos de parafinas</b> |  |   |                       |   |   |
|---|--|---|-----------------------|---|---|
| <b>Modelo de depositación de parafina</b>   | Matzain (1997); Rygg et al.(1998)        | Lindeloff y Krejbjerg (2002)                      | Edmonds et al. (2007) | Hernandez et al. (2003)                                   | Huang, Lu, Hoffmann, Amundsen y Fogler (2011)                             |
| <b>Implementación en software</b>   | OLGA wax                                 | PVTsim;DepoWax                                    | FloWax                | TUWAX   | MWP   |
| <b>Correlaciones hidrodinámicas</b>   | Bendiksen, Maines, Moe and Nuland (1991) | Mukherjee y Brill (1985); Bendiksen et al. (1991) | Brill (1987)          | Xiao, Shonham y Brill (1990); Kaya, Sarica y Brill (1999) | Van Driest (1956)   |
| <b>Capacidad multifásico</b>  | Si                                       | Si  | Si                    | Si  | Utiliza las propiedades promedio de los fluidos como un fluido monofásico |

**Ecuaciones y correlaciones de transferencia de calor.**

Caso: flujo de aceite en una sola fase. Para la dirección axial 1D, las ecuaciones usadas son las siguientes:

$$\pi R_{tuberia}^2 \rho_{aceite} C_p U dT_{aceite} = 2\pi R_{tuberia} h_{interno} (T_{aceite} - T_{pared}) dz \quad (13)$$

$$h_{interno} (T_{aceite} - T_{pared}) = h_{externo} (T_{pared} - T_{ambiente}) \quad (14)$$

Donde:

$R_{tuberia}$ : radio de la tubería (m)

$\rho_{aceite}$ : densidad del aceite ( $\text{kg/m}^3$ )

$C_p$ : capacidad calorífica del aceite ( $\text{J/K/kg}$ )

$U$ : velocidad promedio del aceite ( $\text{m/s}$ )

$T$ : temperatura (K)

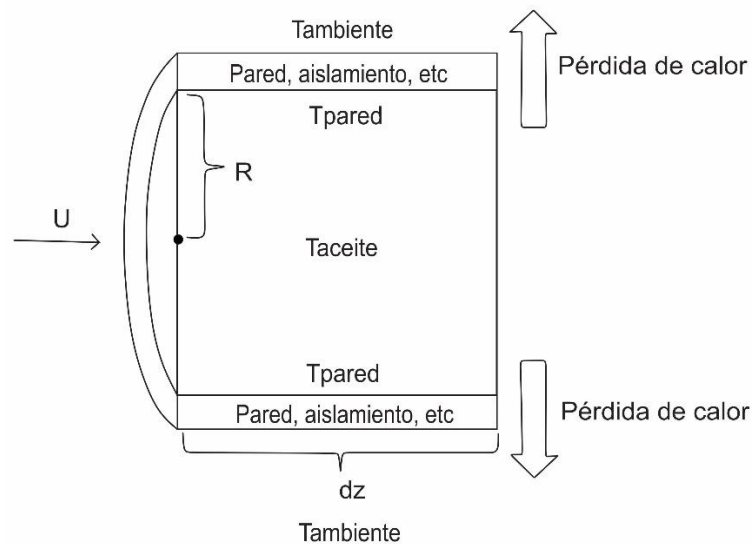
$z$ : coordenada axial (m)

$h_{interno}$ : coeficiente de transferencia de calor interno basado en el ID de la tubería ( $\text{W/m}^2/\text{K}$ )

$h_{externo}$ : coeficiente de transferencia de calor externo (incluido la pared de la tubería, el aislamiento de esta y el medio ambiente) basado en el ID de la tubería ( $\text{W/m}^2/\text{K}$ ).

Los coeficientes de transferencia de calor pueden ser estimados usando correlaciones empíricas.

**La figura 17** presenta las pérdidas de calor que se dan en el sistema fluido-tubería-ambiente. La mayoría de los modelos de depositación de parafina, para flujo multifásico, aun usan correlaciones de transferencia de calor de una sola fase, con propiedades promedio de las fases para estimar los perfiles de temperatura.



**Figura 17.** Representación de las pérdidas de calor con relación a las temperaturas (Fuente: Huang, Z., et al.; 2015).

Usando el balance de energía tanto en la dirección radial como axial, con unas condiciones de frontera adecuadas, los perfiles de temperatura radial y axial se pueden resolver de la siguiente manera:

$$V_z(r) \frac{\partial T(r, z)}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \varepsilon_{termico} + \frac{k_{oil}}{\rho_{oil} c_p} \frac{\partial T(r, z)}{\partial r} \quad (15)$$

$$\frac{\partial T}{\partial r} = 0 \quad \text{a} \quad r=0$$

$$h_{externo} (T_{ambiente} - T_{pared}) = k_{oil} \frac{\partial T}{\partial r} \quad (16)$$

$$\text{a} \quad r = R_{tuberia}$$

Donde:

r: coordenada radial (m)

$\varepsilon_{termico}$ : difusividad térmica (m<sup>2</sup>/s)

$k_{oil}$ : conductividad térmica del aceite (W/m/K)

$V_z(r)$ : velocidad del aceite en la dirección axial en función de la coordenada radial (m)

### **Cálculos de la transferencia de masa y velocidad de crecimiento del depósito**

El balance de masa en la interface aceite-depósito está dado por:

$$\rho_{deposito} F_{parafina} \frac{d\delta_{deposito}}{dt} = (J_A - J_B) \quad (17)$$

Y el balance de masa en todo el depósito está dado por:

$$\frac{\rho_{deposito}(R_{tuberia}^2 - (R_{tuberia} - \delta_{deposito})^2)}{2\pi(R_{tuberia} - \delta_{deposito})} \frac{dF_{parafina}}{dt} = J_B \quad (18)$$

Donde:

$J_A$ : magnitud de la difusión (kg/m<sup>2</sup>/s)

$J_B$ : magnitud de la difusión interna (kg/m<sup>2</sup>/s)

$F_{parafina}$ : Fracción másica de parafina (la sumatoria de todos los componentes parafínicos en el depósito, tanto el disuelto en el aceite entrampado y el precipitado como cristales)

$\delta_{deposito}$ : espesor del depósito (m)

La diferencia entre ( $J_A - J_B$ ) corresponde al crecimiento de la capa del depósito.

$\frac{dF_{parafina}}{dt}$ : el incremento de la fracción de parafina en el depósito, con el tiempo, se conoce como la velocidad de envejecimiento. Está relacionado con el endurecimiento de este a medida que el tiempo transcurre.

La porosidad del depósito de parafina hace referencia a la fracción del volumen de aceite entrampado en el depósito. Comúnmente se asume que los componentes parafínicos existen únicamente en su fase sólida, y que la fase líquida que se encuentra atrapada consiste en componentes no parafínicos. Por lo tanto, la relación entre la porosidad y la fracción de parafina en el depósito se simplifica en la siguiente ecuación:

$$F_{parafina} = 1 - \phi_{deposito} \quad (19)$$

Donde:

$\phi_{deposito}$ : porosidad del depósito.

Consecuentemente, la representación matemática de la difusión molecular ignorando el fenómeno de envejecimiento es:

$$\rho_{deposito}(1 - \phi_{deposito}) \frac{d\delta_{deposito}}{dt} = J_A \quad (20)$$

El siguiente paso es determinar el valor del flujo másico a la interface,  $J_A$ :

$$\begin{aligned} J_A &= -D_{parafina} \frac{dC}{dr} = D_{parafina} \frac{C_{aceite} - C_{pared}}{\delta_{transferencia\ de\ masa}} \\ &= D_{parafina} \frac{C_{aceite}(T_{aceite}) - C_{pared}(T_{pared})}{\delta_{transferencia\ de\ masa}} \end{aligned} \quad (21)$$

Donde:

$C$ : concentración de los componentes parafínicos disueltos ( $\text{kg/m}^3$ )

$D_{parafina}$ : coeficiente de difusión de la parafina en el aceite ( $\text{m}^2/\text{s}$ )

$\delta_{transferencia\ de\ masa}$ : espesor de la capa donde ocurre la transferencia de masa (m)

El coeficiente de difusión de la parafina en el aceite está determinado con las correlaciones de Hayduk y Minhas (1982) o la de Wilke y Chang (1955), en las siguientes ecuaciones:

$$\text{Hayduk-Minhas } D_{parafina} = A_{HM} \frac{T^{1.47} \mu_B^\gamma}{V_A^{0.71}} \quad (22)$$

$$\gamma = \frac{10.2}{V_A} - 0.791$$

$$\text{Wilke-Chang } D_{parafina} = B_{WC} \frac{(\phi_B M_B)^{0.5} T}{V_A^{0.6} \mu_B^\gamma} \quad (23)$$

Donde:

$A_{HM}$ : coeficiente de la correlación Hayduk-Minhas para la difusividad másica de la parafina.

$V_A$ : volumen molar promedio de las n-parafinas ( $\text{cm}^3/\text{mol}$ )

$\mu_B$ : viscosidad del solvente (cP)

$\phi_B$ : el parámetro de asociación para el solvente B (se asume típicamente 1)

$M_B$ : peso molecular del solvente (g/mol)

$B_{WC}$ : coeficiente de la correlación Wilke-Chang para la difusividad másica de la parafina.

#### **4.2 Modelo de Singh et al. (Singh, P; Venkatesan, R; Fogler, H.S. (2000). Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels)**

Este modelo presenta las siguientes suposiciones:

- (1) El mecanismo dominante de la depositación de las parafinas es la difusión molecular; Los mecanismos de depositación de partículas tales como difusión de partículas y asentamiento gravitacional son despreciados.
- (2) La acción de la eliminación por cizallamiento del gel depositado en la tubería es insignificante.
- (3) Se asume que todos los procesos son de estado cuasi-estacionarios.
- (4) La transferencia de calor desde la interfaz aceite-gel hasta la pared fría de la tubería se realiza en una dimensión
- (5) No hay variación radial en el contenido de parafina del depósito.
- (6) La conductividad térmica del gel es una función del contenido de parafina

Planteamiento del modelo:

### Balance de masa

$$\frac{y}{(1-y)} \left(1 - \frac{y}{2}\right) \frac{d\bar{F}_w(t)}{dt} + \bar{F}_w(t) \frac{dy}{dt} = \frac{k_l}{\rho_{gel} R} [C_{wb} - C_{ws}(T_i)] \quad (24)$$

Donde:

$$y = \left(1 - \frac{r_i}{R}\right)$$

$r_i$  = radio de flujo del aceite (m)

$R$  = radio de tubería (m)

$\bar{F}_w(t)$  = fracción en peso de la cera solida en el gel

$k_l$  = coeficiente de transferencia de masa (m/s)

$\rho_{gel}$  = densidad del gel ( $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ )(cte)

$C_{wb}$  = concentración de la cera en la masa ( $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ )

$C_{ws}$  = solubilidad de la cera en el aceite ( $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ )

$T_i$  = temperatura intefacial

### Tasa de crecimiento del depósito

$$\bar{F}_w(t) \rho_{gel} \frac{dy}{dt} = \frac{k_l}{R} [C_{wb} - C_{ws}(T_i)] + \frac{D_e}{R} \frac{dC_{ws}}{dT} \frac{dT}{dr} \quad (25)$$

Donde:

$$D_e = \text{difusividad efectiva de las moléculas de cera dentro del gel} = \frac{D_{wo}}{1 + \alpha^2 \overline{F_w}^2 / (1 - \overline{F_w})}$$

$$D_{wo} = \text{difusividad molecular de la cera en el aceite} \left( \frac{\text{m}^2}{\text{s}} \right)$$

$\alpha$  = radio promedio de los cristales de cera (m)

### Balance de energía

$$T_i = \frac{h_i T_b + \left( \frac{\frac{k_e}{R}}{-(1-y) \ln(1-y)} \right) T_a + k_l [C_{wb} - C_w(T_i)] \Delta H_f}{h_i + \left( \frac{k_e/R}{-(1-y) \ln(1-y)} \right)} \quad (26)$$

Asumiendo que no hay variación de la conductividad térmica del depósito en dirección radial:

$$\frac{dT}{dr} = \frac{(T_b - T_a)}{R(1-y) \ln(1-y)} \quad (27)$$

Donde:

$$h_i = \text{coeficiente de transferencia de calor} \left( \frac{\text{w k}}{\text{m}^2} \right)$$

$T_b$  = temperatura de entrada (K)

$$k_e = \text{conductividad termica efectiva del gel} \left( \frac{\text{w k}}{\text{m}^2} \right)$$

$T_a$  = temperatura de la pared (K)

$$\Delta H_f = \text{calor de solidificación de la cera} \left( \frac{\text{J}}{\text{kg}} \right)$$

### Balance de masa total

$$C_{wb} = C_{wbo} - \int_0^L \frac{\pi R^2 y (2 - y) \overline{F_w} \rho_{gel}}{V_R} dL \quad (28)$$

Donde:

$C_{wbo}$  = concentración inicial de la cera en la masa  $\left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right)$

$V_R$  = volumen total en el sistema ( $\text{m}^3$ )

Condiciones iniciales:

En el tiempo 0,  $y = 0$  y  $\overline{F_w} = C_{wbo}$

### Valores parámetro

Coefficiente de transferencia de calor

$$h_h = \frac{Nu_h \times k_{oil}}{2R} \quad (29)$$

Coefficiente de transferencia de masa

$$k_l = \frac{Nu_m \times D_{wo}}{2R} \quad (30)$$

Donde:

$$Nu_i = 3.66 + 1.7813 \times 10^{-3} \times \left( \frac{Gz_i^{(\frac{5}{3})}}{(1 + 0.04 \times Gz_i^{(\frac{2}{3})})^2} \right) \quad (31)$$

Para  $Gz_i < 100$

$$Nu_i = 1.24 \times Gz_i^{(\frac{1}{3})}$$

Para  $Gz_i > 100$

$i=h$  para transferencia de calor

$i=m$  para transferencia de masa

### Solubilidad de la cera en el aceite

$$\frac{dC_{ws}}{dT_i} = ac(T_i + b)^{c-1} \quad (32)$$

Donde a,b y c son constantes.

Difusividad molecular de la cera

$$D_{wo} = 13.3 \times 10^{-8} \times \frac{T^{1.47} \mu^\gamma}{V_A^{0.71}} \left( \frac{cm^2}{s} \right) \quad (33)$$

Donde:

$T$  = temperatura absoluta (K)

$\mu$  = viscosidad del solvente (mPa \* s)

$V_A$  = volumen molar de la parafina  $\left( \frac{cm^3}{mol} \right)$

$$\gamma = \frac{10.2}{V_A} - 0.791$$

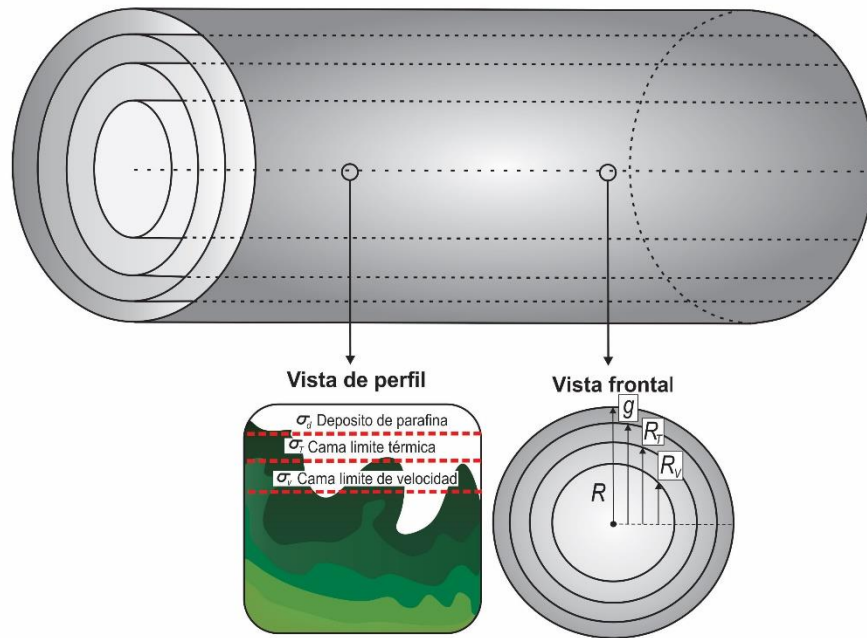
### 4.3 Modelo de correra et al. (Correra, S., Fasano, A., Fusi, L., Merino-Garcia, D. (2004). Calculating deposit formation in the Pipelining of waxy Crude Oils)

Suposiciones:

- (1) Flujo en régimen turbulento
- (2) El perfil de concentración es eficaz solo en la capa térmica limite.
- (3) La difusión molecular es el mecanismo responsable de la deposición de parafina.
- (4) Las propiedades de la parafina líquida y sólida se consideran las mismas.

(5) La compleja reología del petróleo parafínico no se considera en este modelo.

El flujo es dividido en 2 regiones: el núcleo turbulento donde la velocidad  $v$  es constante y la capa límite en donde la velocidad cae de un valor de  $v$  hasta 0 como se observa en **la figura 18**, el cual nos esquematiza el problema planteado por Correra, et al.



**Figura 18.** Geometría del problema planteado por Correra et al (Fuente: Correra et al.; 2007).

**Espesor de las capas límite de velocidad y térmica**

$$\sigma_T = (1 - \theta_T)\vartheta(z, t) \tag{34}$$

$$\sigma_V = (1 - \theta_V)\vartheta(z, t) \tag{35}$$

Donde:

$\sigma_T$  = *espesor de la capa límite térmica*

$\sigma_V$  = *espesor de la capa límite de velocidad*

$$\theta_T = \frac{R_T}{\vartheta}$$

$$\theta_V = \frac{R_V}{\vartheta}$$

$\vartheta = \text{radio del frente de depositación}$

Se asume que el espesor de las capas límites son pequeños comparados con el radio de la tubería.

$$v(z, t) = \frac{Q}{\pi \vartheta^2(z, t)} \quad (36)$$

### Perfil de temperatura en la capa límite

Se asume un flujo radial el cual es independiente de r, lo que implica que el calor que deja el núcleo es el mismo que se transfiere a la pared de la tubería.

$$T_p(z, t) = T(R, z, t) = -a(z, t) R_T(z, t) \ln\left(\frac{R}{R_T(z, t)}\right) + T_n(z, t) \quad (37)$$

Donde:

$T_p = \text{temperatura de la pared}$

$T_n = \text{temperatura del núcleo}$

$a(z, t)$  es un coeficiente a ser determinado

Resolviendo matemáticamente se llega a:

$$a(z, t) = \left(\frac{1}{R_T}\right) \frac{1}{\left[\frac{k}{hR} + \ln\left(\frac{R}{R_T}\right)\right]} [T_n - T_e] \quad (38)$$

Donde:

$k = \text{conductividad térmica del fluido}$

$T_e = \text{Temperatura exterior}$

$h = \text{coeficiente convectivo de transferencia de calor}$

### Perfil de temperatura en el núcleo turbulento

$$T(r, z) = [T_o - T_e] \exp\left\{-\frac{2\pi\alpha}{\mu Q} z\right\} \left\{1 - \frac{1}{\mu} \ln\left(\frac{r}{R}\right)\right\} + T_e \quad (39)$$

$$\frac{\partial T(r, z)}{\partial r} = -[T_o - T_e] \exp\left\{-\frac{2\pi\alpha}{\mu Q} z\right\} \frac{1}{\mu r} \quad (40)$$

Donde:

$T_o = \text{temperatura de entrada del aceite}$

$$\alpha = \frac{k}{\rho C_p}$$

$$\mu = \frac{k}{hR}$$

### Depositación

Se adopta la hipótesis de que la difusión molecular es el único mecanismo responsable por la depositación de parafinas. Además, el modelo asume también que el núcleo turbulento contiene una cantidad de parafinas mucho mayor a la concentración de saturación. De esta manera, el petróleo permanece saturado de cristales de parafina sin importar el tiempo.

La transferencia de masa en la capa límite térmica está determinada por la Ley de Fick:

$$\vec{J}_{parafina} = -D \frac{dC_s}{dT} \nabla T \quad (41)$$

Donde

$\vec{J}_{parafina} = \text{flujo másico de la parafina}$

$D = \text{coeficiente de difusión de la parafina}$

$$C_s(T) = \text{solubilidad de la parafina en el aceite}$$

Se considera que el depósito está formado por el aceite y la parafina solidificada, por tanto, el flujo de la parafina es una fracción del flujo total del depósito.

$$\vec{J}_{parafina} = \psi \vec{J}_{dep} \quad (42)$$

$$\vec{J}_{dep} = -\frac{1}{\psi} D \frac{dC_s}{dT} \nabla T \quad (43)$$

Donde:

$$\psi = \text{fracción de sólidos de parafina en el depósito}$$

### **Ablación**

Es el fenómeno que se opone al flujo de parafina. Originado por la fuerza de arrastre.

$$\vec{J}_{abl} = -\frac{A\tau}{\psi} = -\frac{A\eta v}{\psi \varepsilon_v \vartheta} = -\frac{A\eta Q}{\psi \pi \varepsilon_v \vartheta^3} \quad (44)$$

A es un coeficiente experimental.

### **Consolidación del depósito**

$$\frac{\partial \psi}{\partial t} = \frac{1}{t_a} (1 - \psi) \quad (45)$$

$$\psi = 1 - (1 - \psi_o) \exp\left(-\frac{t}{t_a}\right) \quad (46)$$

Donde:

$t_a = \text{tiempo de consolidación del depósito}$

$\psi_o = \text{fracción inicial del depósito parafínico}$

### **Perfil de depositación**

$$\sigma_d = \frac{R_T}{TIAC \cdot t_o} \left[ \frac{(T_o - T_e)}{\mu} \exp \left\{ -\frac{2\pi\alpha}{\mu Q} z \right\} - \frac{A\eta Q}{\pi\epsilon_v D\beta R^2} \right] H(TIAC - T_p) \quad (47)$$

Donde:

$$t_o = \text{escala de tiempo características de la depositación} = \frac{\psi\rho R^2}{D \cdot \beta \cdot TIAC}$$

$$\beta = \frac{dC_s}{dT}$$

$H = \text{función Heaviside}$

### Intervalo de depositación

Se define  $z_f$  como el punto antes del cual no ocurre depositación

$$z_f = \frac{\mu Q}{2\pi\alpha} \ln \left[ \frac{T_o - T_e}{TIAC - T_e} \right] > 0 \quad (48)$$

Cuando el término de ablación en el perfil de depositación es mayor que el término que expresa la depositación, no existirá dicha depositación. Se define  $z_e$  como la ubicación de la tubería a partir de la cual no ocurre la depositación

$$z_e = \frac{\mu Q}{2\pi\alpha} \ln \left[ \frac{(T_o - T_e)\pi\epsilon_v D\beta R^2}{\mu A\eta Q} \right] \quad (49)$$

Existen tres casos:

1. Si  $z_e > L$ , La depositación ocurre en el intervalo  $[z_f, L]$
2. Si  $z_f < z_e < L$ , la depositación ocurre en el intervalo  $[z_f, z_e]$
3. Si  $z_e < z_f$ , la depositación no ocurre.

**Masa total del depósito**

$$\begin{aligned}
m_{total} = 2t_a D \beta \ln \left\{ \frac{1}{\psi_o} \left[ \exp \left( \frac{t}{t_a} \right) - 1 \right] + 1 \right\} X \left[ \frac{A \eta Q}{\pi \varepsilon_v D \beta R^2} (z_f - z_e) \right. \\
\left. + \frac{(T_o - T_e) Q}{2 \pi \alpha} X \left( \exp \left\{ -\frac{2 \pi \alpha z_f}{\mu Q} \right\} - \exp \left\{ -\frac{2 \pi \alpha z_e}{\mu Q} \right\} \right) \right] \quad (50)
\end{aligned}$$

**4.4 Modelo de matzain (Huang et al., 2015. Wax Deposition Experimental****Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices).**

Es un modelo académico desarrollado en conjunto con la Universidad de Tulsa. Este modelo tiene en cuenta como mecanismos de depositación la difusión molecular y la dispersión por cizallamiento. Es un modelo cinético semi-empírico que tiene un alto grado de asertividad a altas velocidades de flujo. (Rosvold, K. Wax deposition models, 2008).

Las diferentes pruebas de depositación realizadas por Matzain et al., para un flujo bifásico, mostraron la dependencia de este fenómeno con el patrón de flujo. A bajas velocidades de mezcla, la tendencia de crecimiento del depósito es similar a lo que había sido observado en pruebas de flujo laminar monofásico. Por el contrario, la tendencia de crecimiento a altas velocidades de mezcla, es similar a lo observado en flujo monofásico turbulento. (Rosvold, K. 2008).

Matzain et al., propusieron que la velocidad puede ser influenciada por otros mecanismos y que la remoción por cizallamiento disminuye la tasa de depositación. Además, modificaron empíricamente la ley de Fick con el propósito de tener en cuenta las afectaciones a la tasa, con lo cual se añadieron dos términos empíricos de corrección.

De acuerdo con Matzain et al., la tasa de depositación de parafina se puede definir como:

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{\prod 1}{1 + \prod 2} D_{pc} \left[ \frac{dw_w}{dT} \frac{dT}{dr} \right] \quad (51)$$

Donde:

$\delta$ : espesor de la parafina depositada (m)

$w_w$ : concentración de la parafina disuelta (peso%)

$r$ : distancia radial (m)

$T$ : temperatura (°C)

$\Pi 1$ : relación empírica de la mejora de la tasa debido al crudo atrapado en la capa de parafina depositada.

$\Pi 2$ : relación empírica de la reducción de la tasa debido a la remoción por cizallamiento.

$D_{pc}$ : constante de difusión de la parafina en el crudo.

Las relaciones empíricas se obtuvieron de las siguientes ecuaciones:

$$\Pi 1 = \frac{C_1}{1 - C_{crudo}/100} \quad (52)$$

$$\Pi 2 = C_2 N_{SR}^{C_3} \quad (53)$$

La constante de difusión está dada por la correlación de Wilke & Chang (1955), sin embargo, no es suficiente para representar la constante proporcional que genera el proceso de difusión. Matzain et al., obtuvo los valores de las 3 constantes empíricas:

C1: 15.0.

C2: 0.055.

C3: 1.4.

$$C_{crudo} = 100 \left( 1 - \frac{N_{RE.f}^{0.15}}{8} \right) \quad (54)$$

Donde  $C_{crudo}$  representa el porcentaje de crudo atrapado en el depósito (%).

$$N_{RE.f} = \frac{\rho_{crudo} \left( \frac{v_{sl}}{E} \right) d_c}{\mu_{o,f}} \quad (55)$$

Donde:

$\rho_{crudo}$ : densidad del crudo ( $\text{kg/m}^3$ )

$v_{sl}$ : velocidad superficial del líquido (m/s)

$E$ : holdup del líquido.

$d_c$ : diámetro interno, resultado del crecimiento del depósito (m)

$\mu_{o,f}$ : viscosidad del crudo ( $\text{kg}/(\text{ms})$ )

$N_{SR}$  es una variable adimensional expresada en la forma de un régimen de flujo dependiente del número de Reynolds. Cada patrón de flujo cuenta con valor independiente.

$$\text{Flujo monofásico: } N_{SR} = \frac{\rho_{crudo} v_{crudo} \delta}{\mu_{o,f}} \quad (56)$$

$$\text{Flujo intermitente: } N_{SR} = \frac{\rho_m \left( \frac{v_{sl}}{E} \right) \delta}{\mu_{o,f}} \quad (57)$$

$$\text{Flujo anular: } N_{SR} = \frac{\sqrt{\rho_m \rho_{crudo}} \left( \frac{v_{sl}}{E} \right) \delta}{\mu_{o,f}} \quad (58)$$

$$\text{Flujo estratificado: } N_{SR} = \frac{\rho_{crudo} \left( \frac{v_{sl}}{E} \right) \delta}{\mu_{o,f}} \quad (59)$$

Donde:

$V_o$ : velocidad del aceite (m/s)

$\rho_m$ : densidad promedio de la mezcla gas-crudo ( $\text{kg/m}^3$ )

El efecto de remoción por cizallamiento fue modelado como un proceso dependiente del espesor de la capa de parafina, de las condiciones de flujo y de las propiedades del fluido. Este efecto esta modelado como una reducción en la tasa de depositación que depende directamente de la tasa de difusión. (Rosvold, K. 2008).

El gradiente térmico de la sub capa es:

$$\frac{dT}{dr} = \frac{(T_b - T_{pared})}{\lambda_{crudo}} \cdot h_{pared} \quad (60)$$

Donde:

$\lambda_{crudo}$ : conductividad térmica del crudo ( $\text{W}/(\text{mK})$ )

$T_b$ : temperatura promedio del volumen de fluido (K)

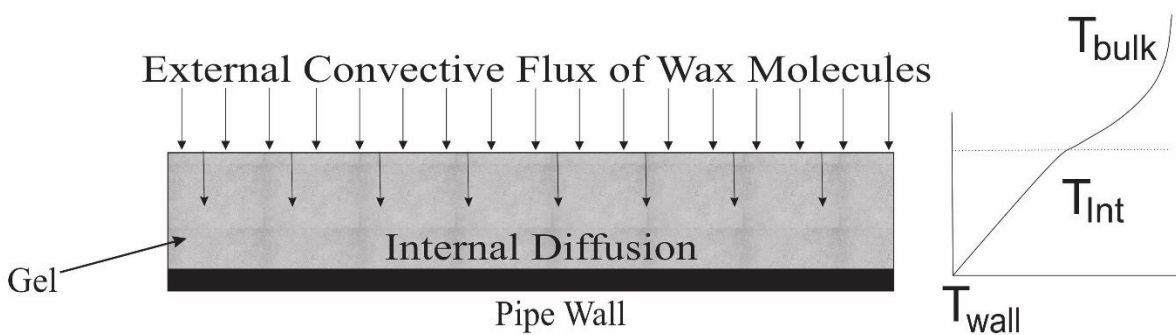
$T_{pared}$ : temperatura de la superficie interna de la pared (K)

$h_{pared}$ : coeficiente de transferencia de calor de la pared ( $\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$ )

El modelo de Matzain et al., presenta como desventaja pocos parámetros físicos y muchas constantes. Además, las pruebas fueron realizadas con un solo tipo de crudo, siendo necesario verificar el modelo con otros fluidos. No es claro el desempeño que este pueda tener en tuberías de diferentes tamaños, en el caso de líneas de producción de tamaño real. (Rosvold, K. 2008).

**4.5 Modelo de venkatesan (Venkatesan. R, Fogler. H, 2004. Comments on analogies for correlated heat and mass transfer in turbulent flow).**

Debido a la diferencia entre la temperatura del volumen de aceite y de la pared de la tubería, se forma un perfil de temperatura, como se muestra en **la figura 19**. Si la temperatura de la pared de la tubería se encuentra por debajo del punto de nube, se da la precipitación de las moléculas de parafina y estas al encontrarse cerca a la pared, se adhieren. La precipitación genera un gradiente radial de concentración, que conduce a un flujo másico radial. Esto genera una acumulación de material en función del tiempo.



**Figura 19.** Representación del proceso de transporte de las moléculas de parafina hacia el depósito y el perfil de temperatura radial en el sistema (Fuente: Venkatesan. R, Fogler. H.; 2004).

Para calcular la cantidad total de parafina depositada, se usa la ecuación de balance de masa (Singh et al., 2000):

$$\frac{d}{dt} (\mu \cdot (R^2 - r_i^2) \cdot F_p \cdot \Delta L \cdot \rho_{gel}) = (2\pi \cdot r_i \cdot \Delta L) \cdot k_M \cdot (C_v - C_i) \quad (61)$$

Donde:

R: radio total de la tubería (m).

$r_i$ : radio disponible al flujo o radio en relación a la posición de la interfase (m).

$F_p$ : fracción de parafina sólida en el deposito ( $\text{kg/m}^3$ ).

$k_M$ : coeficiente de transferencia de masa convectivo (m/s).

$C_v$ : concentración de parafina disuelta en el volumen de crudo ( $\text{kg/m}^3$ ).

$C_i$ : concentración de parafina disuelta en la interface ( $\text{kg/m}^3$ ).

El proceso conocido como “envejecimiento” consiste en un aumento en el contenido de parafina sólida en el depósito, debido a un proceso de difusión interna.

Con el fin de obtener el perfil de temperatura, es necesario calcular el coeficiente de transferencia de calor por convección, conocido como  $h$  ( $\text{W/m}^2/\text{K}$ ). Para el modelo de depositación en flujo laminar, el número de Nusselt se calcula usando las correlaciones de Hausen y Seider-Tate. Cuando se tiene un perfil de temperatura completamente desarrollado para el estudio de flujo laminar, el número de Nusselt es=  $Nu: 3.657$  (Deen, 1998). De igual forma, el número de Sherwood para la transferencia de masa por convección, en flujo laminar, con un perfil de concentración establecido, es=  $Sh:3.657$ .

Teniendo el caso de flujo turbulento, con el fin de poder aplicar las correlaciones anteriormente mencionadas, ha sido necesario recurrir a unas analogías, como la ecuación de Colburn. De acuerdo con lo dicho por Colburn, los numeros de Nusselt y Sherwood, respectivamente son:

$$Nu = 0.023Re^{0.8}Pr^{1/3} \quad (62)$$

$$Sh = 0.023Re^{0.8}Sc^{1/3} \quad (63)$$

Re: número de Reynolds.

Pr: número de Prandtl.

Sc: número de Schmidt.

Las ecuaciones anteriormente mencionadas son válidas solamente cuando los gradientes de concentración y temperatura son independientes, lo cual en el caso de la formación de los depósitos de parafina no es así. Por lo tanto, Venkatesan (2004), uso un enfoque basado en la solubilidad, con el propósito de derivar el coeficiente de transferencia de masa y calor:

$$h \cdot \Delta T = -k_{crudo} \left. \frac{dT}{dr} \right|_i \quad (64)$$

$$k_M \cdot \Delta C = -D_{pc} \left. \frac{dC}{dr} \right|_i \quad (65)$$

Donde:

$\Delta T$ : diferencia de temperatura entre el volumen de crudo (tomado en el centro del flujo) y la interface del depósito (K).

$\Delta C$ : diferencia de la concentración de la parafina disuelta, entre el volumen de crudo (tomado en el centro del flujo) y la interface del depósito ( $\text{kg/m}^3$ ).

$D_{pc}$ : difusividad de la parafina en el crudo ( $\text{m}^2/\text{s}$ ).

$i$ : interface. Los diferenciales mostrados en las ecuaciones 64 y 65 se evalúan en la interface.

Teniendo que:

$$Nu = \frac{(h \cdot (2R))}{k_{crudo}} \quad (66)$$

$$y \quad Sh = \frac{(k_M \cdot (2R))}{D_{pc}} \quad (67)$$

E implementando las ecuaciones 64 y 65 tenemos:

$$Nu = \frac{2R}{\Delta T} \cdot -\left. \frac{dT}{dr} \right|_i T \quad (68)$$

$$Sh = \frac{2R}{\Delta C} \cdot -\left. \frac{dC}{dr} \right|_i \quad (69)$$

Por consiguiente:

$$\frac{Sh}{Nu} = \left( \frac{\left. \frac{dC}{dr} \right|_i}{\left. \frac{dT}{dr} \right|_i} \right) \cdot \frac{\Delta T}{\Delta C} \quad (70)$$

En el caso de la depositación de parafinas, la concentración está determinada por la temperatura ( $C=f(T)$ ), por lo que la relación de los gradientes se puede expresar de la siguiente forma:

$$\left( \frac{\left. \frac{dC}{dr} \right|_i}{\left. \frac{dT}{dr} \right|_i} \right) = \left. \frac{dC}{dT} \right|_i \quad (71)$$

El término de la derecha es la pendiente de la curva de solubilidad de la parafina en un gráfico C vs T, evaluado en la temperatura de la interface. Al asumir la anterior relación, se realiza la suposición de que el sistema se encuentra en un equilibrio termodinámico (la cinética de la precipitación de las parafinas es mucho más rápida en comparación a las velocidades de transporte). Sin embargo, en algunos crudos esta velocidad de precipitación es mucho menor, por lo que se debe extender el estudio a la cinética.

De lo anterior se obtiene:

$$\frac{Sh}{Nu} = \left. \frac{dC}{dT} \right|_i \cdot \frac{\Delta T}{\Delta C} \quad (72)$$

Que representa el cálculo del coeficiente de transferencia de masa para la depositación de parafina.

#### 4.6 Comparación cualitativa de los modelos de depositación

Con el objetivo de analizar y comprender las similitudes y diferencias que puedan tener cada uno de los modelos mencionados anteriormente y seleccionar aquel que represente mejor las condiciones de operación costa afuera, se realiza una comparación cualitativa entre ellos, basado en la revisión de la literatura de diferentes autores que han realizado estudios de validación y comparación entre ellos, identificando así, sus respectivas fortalezas y debilidades a la hora de predecir la tasa de depositación de la parafina en una tubería marina. En la tabla 3 se muestra la escala descriptiva de evaluación. Muy bueno se califica con un 100%, Bueno con un 75%, Regular con 50% y Deficiente con 25%.

**Tabla 3.** Escala descriptiva.

| <i>Escala descriptiva</i> |   |   |   |  |
|---------------------------|---|---|---|--|
| <b>Evaluación</b>         | <b>(MB) Muy bueno</b>   | <b>(B) Bueno</b>  | <b>( R ) Regular</b>  | <b>(D) Deficiente</b>  |
| <b>Descripción</b>        | Cumple totalmente con la característica y ayuda a que los resultados sean similares a los obtenidos experimentalmente | Cumple la característica, aporta para que los resultados se aproximen a los resultados experimentales | Cumple parcialmente con la característica, su contribución a los resultados no es muy significativa | Cumple de manera insuficiente con la característica, no contribuye a obtener buenos resultados |
| <b>Calificación</b>       | 100%  | 75%   | 50%   | 25%  |

Como se mencionó en el capítulo 2, la difusión molecular es el mecanismo mayormente aceptado por todos los autores como el responsable de la depositación de ceras parafínicas. Por tanto, todos los modelos cumplen ampliamente esta característica. En su trabajo, Matzain et. al. Consideraron la dispersión por cizallamiento como el segundo mecanismo que contribuye a la depositación,

presentando así la primera diferencia de este modelo con respecto a los demás ilustrados en el presente trabajo.

En varios trabajos de validación de modelos (Anand G., Anirbid S: Wax Deposition Modeling and Comparison with Field Data for Some Indian Oil Fields, 2017.) y (Singh, A., Lee, H., Singh, P., Sarica, C: Validation of Wax Deposition Models Using Field Data from a Subsea Pipeline, 2011.) los autores reiteran el buen funcionamiento de los modelos de Matzain et al. y Venkatesan et al. en régimen turbulento y, por tanto, a altas velocidades de flujo. En esta característica, también es bien calificado el modelo de Herrera et al., quien en su trabajo supuso un régimen turbulento para desarrollar sus ecuaciones.

De los cuatro modelos analizados, Matzain et al. fueron los únicos que incluyeron en sus ecuaciones el valor del Holdup de líquido, convirtiéndolo en un modelo fiable a la hora de predecir la depositación en la producción de fluidos multifásicos. Adicionalmente, Matzain et al. Y Herrera et al., plantearon una remoción del depósito que ocurre debido al esfuerzo cortante del flujo a altas velocidades, factor que no consideran los modelos de Singh et al. Y Venkatesan et al.

Singh et al., 2011 en su validación de modelos, hacen la aclaración entre los autores que utilizaron fluidos sintéticos para sus experimentos (Singh et al. Y Venkatesan et al.) y aquellos que utilizaron muestras de crudos vivos provenientes de campos petrolíferos (Matzain et al., entre otros). Para el caso del modelo de Herrera, no fue posible determinar dentro de lo consultado en la literatura la descripción del tipo de fluido usado.

Como los autores tuvieron diferentes consideraciones a la hora de plantear sus modelos, unos presentan ecuaciones más complejas que otros y, por tanto, mayor cantidad de datos para el modelo. Como se requiere aplicar un modelo práctico que represente el fenómeno de la

depositación, pero con datos de entrada fáciles de obtener y de baja complejidad, se evaluó dependiendo del número de datos que cada modelo necesita para el modelado. Por tal razón, un modelo con mayor cantidad de datos de entrada tendrá una menor calificación que un modelo con una cantidad menor de datos de entrada.

Para evaluar la característica correspondiente a la exactitud del modelo con los datos experimentales, se siguió el trabajo de validación hecho por Bagatin, R., Busto, C., Corraera, S., Margarone M., Carniani, C. Wax modeling: there is need for alternatives. 2008. En dicho trabajo, luego de validar los modelos con datos reales de campo, los autores concluyeron que el modelo de Matzain et al., subestima en pequeño porcentaje la cantidad de cera parafínica depositada. Caso contrario ocurre con el modelo de Singh et al, el cual sobreestima significativamente la depositación de la parafina comparada con los datos de campo. Respectivamente, los modelos de Corraera et al., y Venkatesan et al., han sido validados únicamente con datos experimentales propios.

Todo lo anteriormente descrito, se puede apreciar en la tabla 4.

De acuerdo con los criterios presentados en la tabla, el modelo de Matzain et al., es el que más se ajusta para calcular la depositación de parafinas en producción costa afuera. Se resaltan, entre otras características, del modelo de Matzain et al., que incluye el flujo turbulento, el valor de Hold up de líquido, y el flujo multifásico. Adicionalmente, este modelo presenta buenos resultados en comparación con los datos experimentales y los datos de entrada para el modelado son de fácil consecución.

**Tabla 4.** Comparación cualitativa de los modelos de depositación de parafinas estudiados

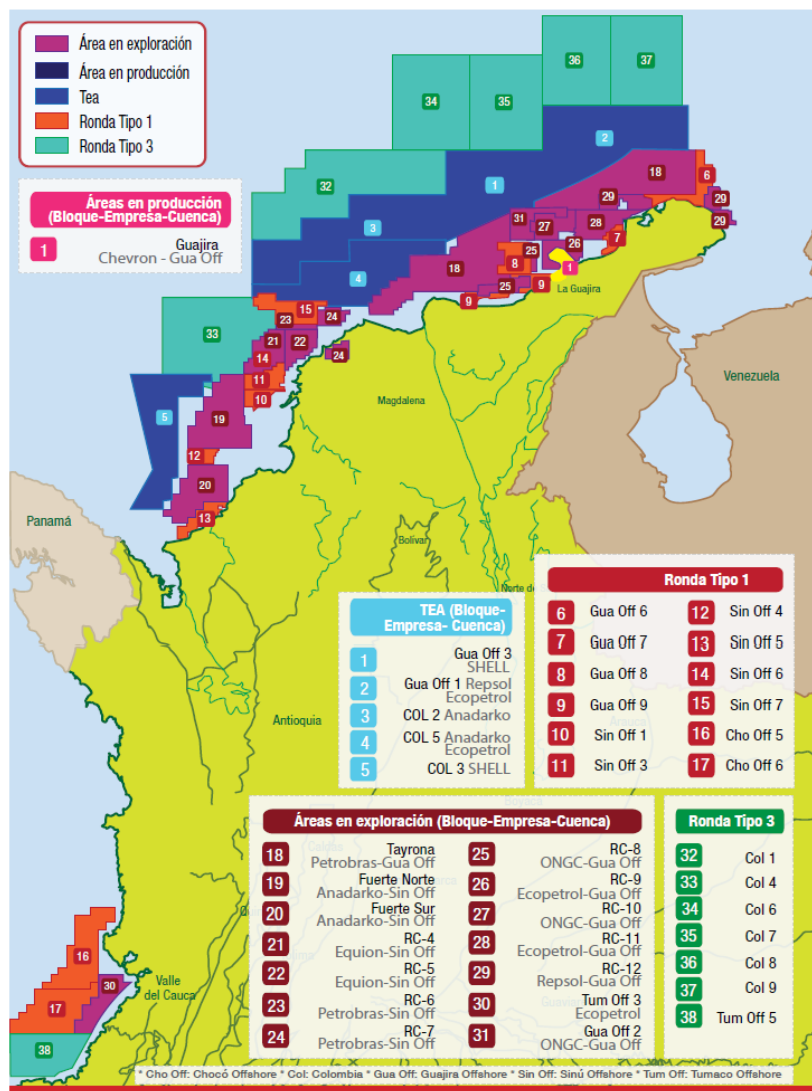
| CARACTERISTICAS  | Correra et al. | Singh et al. | Venkatesan et al. | Matzain et al. |
|--|----------------|--------------|-------------------|----------------|
| Utiliza la difusión molecular como mecanismo de depositación           | MB             | MB           | MB                | MB             |
| Utiliza la dispersión por cizallamiento como mecanismo de depositación | D              | D            | D                 | B              |
| Determina la depositación bajo régimen turbulento                      | MB             | D            | MB                | MB             |
| Flujo multifásico  | D              | D            | D                 | MB             |
| Considera remoción del depósito por cizallamiento                      | MB             | D            | D                 | MB             |
| Cantidad de datos de entrada que se requieren para el modelado         | R              | MB           | B                 | R              |
| Aplicado para muestras de crudos y menos para fluidos sintéticos       | R              | D            | D                 | MB             |
| Considera el envejecimiento del depósito                               | D              | MB           | MB                | D              |
| Exactitud de los resultados en comparación a datos experimentales      | B              | R            | B                 | B              |
| Calificación total (Puntos totales/Total de características)           | <i>61.11</i>   | <i>52.78</i> | <i>61.11</i>      | <i>80.55</i>   |

## 5. Simulación de la depositación de parafina en condiciones costa afuera en el caso de Colombia

### 5.1 Antecedentes de las actividades costa afuera en Colombia

Teniendo en cuenta la evolución mundial que se ha dado en la industria en relación con la exploración y producción de proyectos costa afuera, Colombia no ha sido ajena a esta evolución.

La figura 20 muestra los diversos procesos que se han llevado a cabo en el país con relación a las actividades de exploración y producción con fecha del año 2014.



**Figura 20.** Actividades de exploración y producción costa afuera en Colombia (Fuente: Colombia Energía; 2014).

Actualmente Colombia está realizando altas inversiones y plasmando sus esperanzas en el desarrollo costa afuera. Según COLOMBIA ENERGIA (Edición 15), el Gobierno Nacional le apuesta a la optimización del conocimiento del sector en este tipo de operaciones, la formación de personal capacitado que cuente con los conocimientos técnicos para estos escenarios. De igual forma se viene trabajando en la regulación contractual de estos procesos pues la exploración y

producción costa afuera podría brindarle a Colombia, la estabilidad energética y la autosuficiencia a largo plazo. Algunas de las empresas más representativas a nivel mundial en el sector de hidrocarburos que están realizando inversiones en Colombia son Anadarko, Petrobras, Repsol y Shell.

Colombia cuenta con un extenso territorio marino, alrededor de 900.000 Km<sup>2</sup> (COLOMBIA ENERGIA, Edición 15), sumando el mar Caribe y el Pacífico. Además, es un escenario bastante inexplorado, actualmente solo se conoce el 5% del área y específicamente las zonas más someras y cercanas al continente. Por eso se hace necesario enfocar esfuerzos en los estudios preliminares con el fin de tener un estimado confiable de las condiciones ambientales de las zonas de interés de perforación profundas y ultra profundas.

Los proyectos costa afuera de Colombia se remontan a 1997 con la consolidación del Campo Chuchupa en Riohacha (Guajira) y la masificación del uso del gas natural en el año 2005. A partir del 2004 los contratos para actividades offshore han venido en aumento, donde actualmente se cuentan 9 contratos tipo TEAS (*Technical Evaluation Agreement*), 12 áreas de E&P y un área en producción (COLOMBIA ENERGIA, Edición 15). Las TEAS son modelos contractuales con los que se otorga el derecho a un contratista a evaluar el potencial de hidrocarburos de un área, teniendo como posibilidad obtener un contrato E&P sobre una parte o toda el área, que posteriormente les daría a las empresas la autonomía técnica para realizar las actividades de exploración y producción.

El hallazgo del pozo Orca-1, uno de los descubrimientos más recientes, con una lámina de agua de 674 metros y la perforación a una profundidad de 4.240 metros, mostró unas reservas probadas de 284 millones de barriles equivalentes. Consecutivamente se realizó el descubrimiento de

Kronos-1, con una lámina de agua de 1.584 metros a 3.720 metros de profundidad, el cual también mostro presencia de hidrocarburos (COLOMBIA ENERGIA, Edición 15).

Es de resaltar el caso de Gorgon, el reciente descubrimiento de gas en aguas ultra profundas en el sur del mar caribe colombiano. La compañía estadounidense Anadarko, en sociedad con Ecopetrol en los bloques Fuerte Sur y Purple Angel, oficializaron este hallazgo luego de que el pozo exploratorio Gorgon-1 diera muestras de un importante recurso de hidrocarburos, a una profundidad entre los 3.675 y 4.415 metros bajo el nivel del mar. El pozo Gorgon-1 hace parte del bloque Purple Angel, el cual limita con el Bloque Sur (donde se realizó el descubrimiento de Kronos-1), Col-5 y Fuerte Norte. Todos estos bloques anteriormente mencionados abarcan un área de 14.900 Km<sup>2</sup> (ANH).

Todo esto demuestra que Colombia cuenta con muchos retos, pero a su misma vez con grandiosas oportunidades, teniendo en cuenta el potencial hidrocarburífero que se vislumbra en las aguas profundas del mar colombiano, sumándole a esto la importancia del sector de hidrocarburos en el desarrollo del país.

## **5.2 Programación y validación del modelo de depositación**

Como se mencionó anteriormente, se escogió el modelo de Matzain et al.; (2000), para realizar las simulaciones de acuerdo con las ventajas y a la representatividad de este. El modelo fue programado en MATLAB, versión 2017, de acuerdo al algoritmo presentado por Gupta, A., Sircar, A.; (2017) y como se observa en **la figura 21**. Se proyectó determinar el espesor del depósito de parafinas y realizar un análisis de sensibilidad con los diferentes factores que afectan este fenómeno.

El algoritmo programado se corroboró aplicando los mismos datos y revisando los resultados obtenidos con lo publicado en ‘Prediction of Wax Deposition in Pipelines Using MATLAB Simulator: Case Study of ABC Field Pipeline’, Parameshwar, Ratnadip, Babu (2015). Las figuras 22, 23, 24 y 25 muestran los gráficos realizados con los resultados que confirman que con el modelo programado en MATLAB se obtienen los mismos resultados reportados en el trabajo publicado en el artículo mencionado.

En el anexo 1 se muestra el código programado en MATLAB para la simulación.

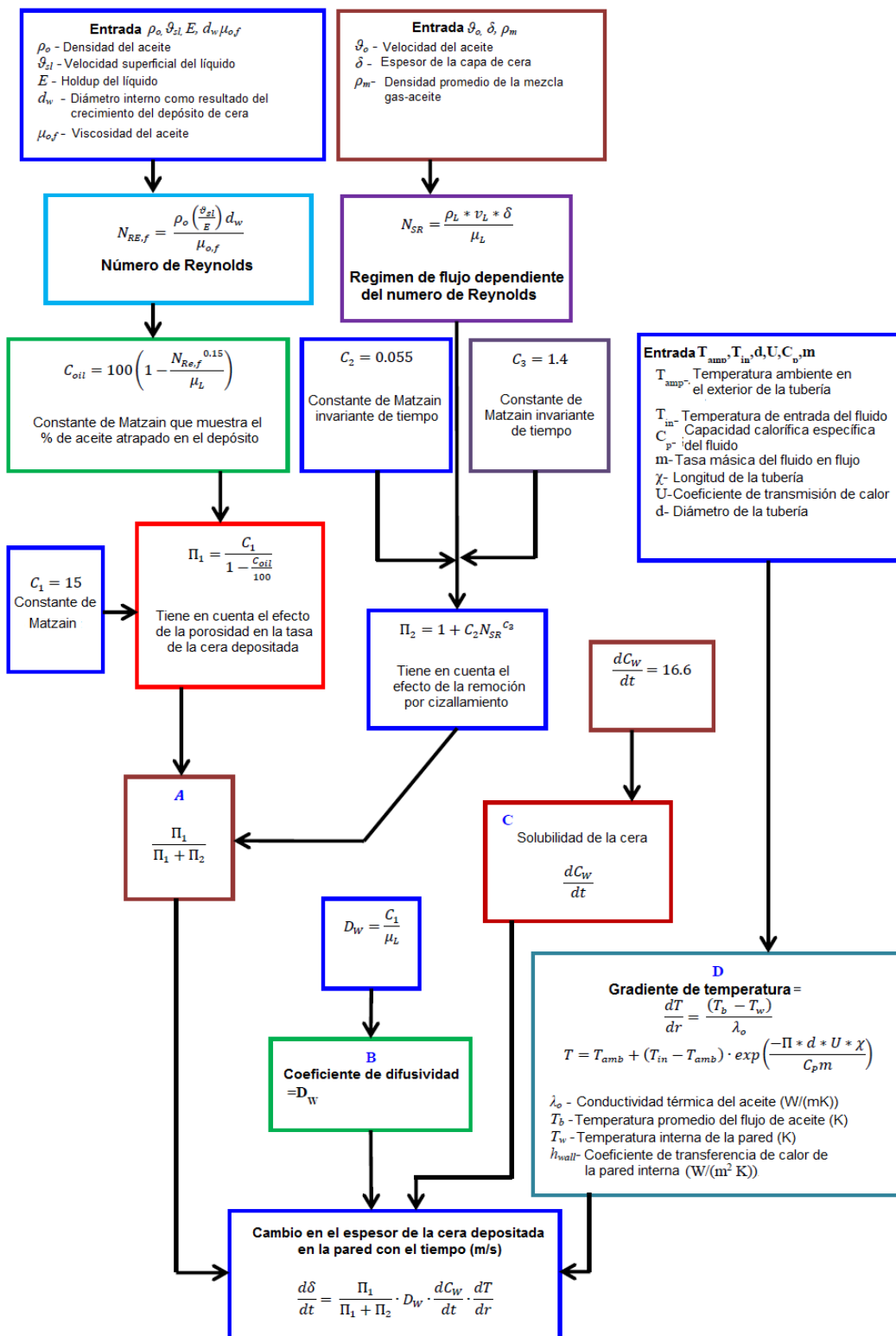
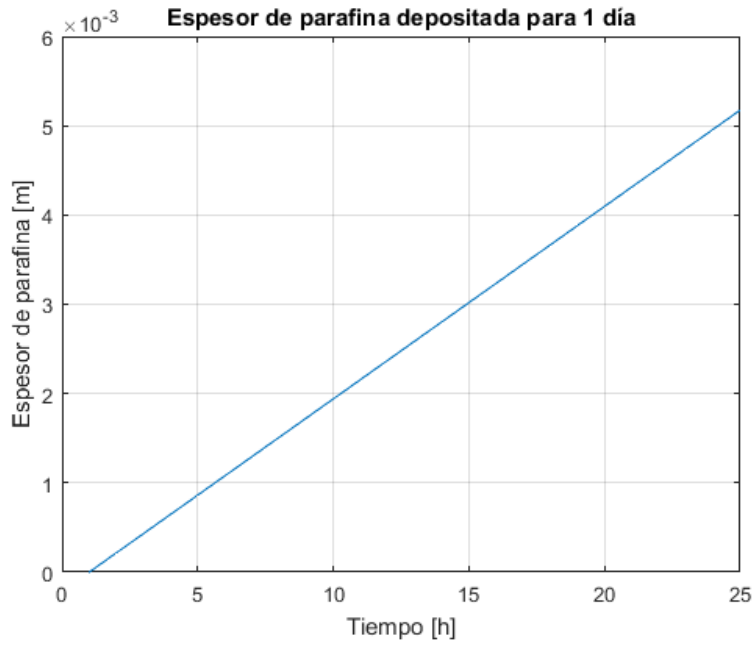
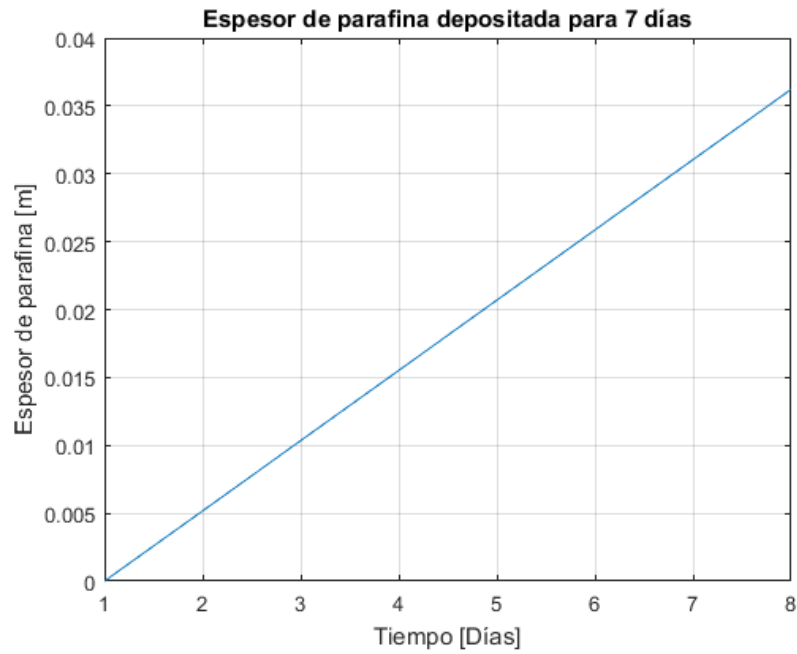


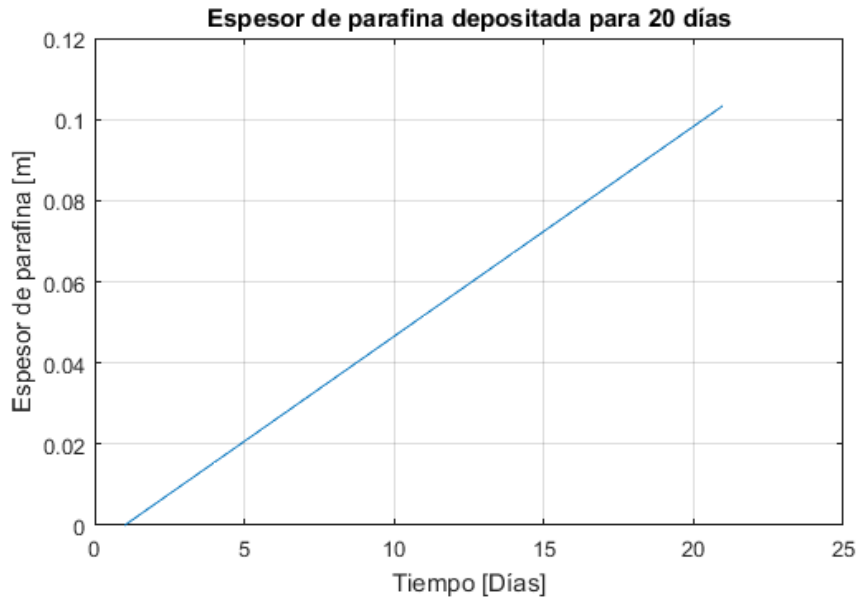
Figura 21. Diagrama del algoritmo de Matzain implementado por Gupta y Sircar (2017).



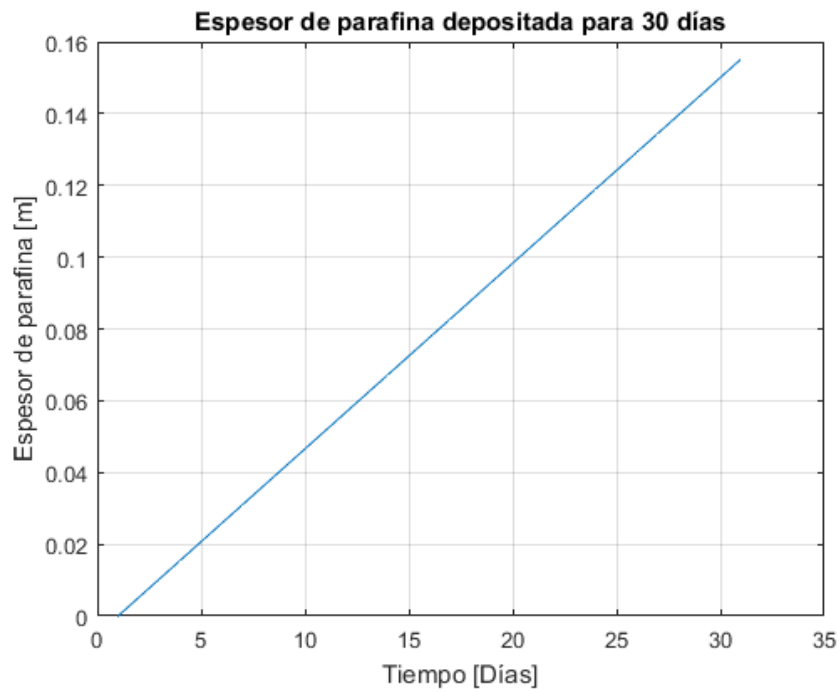
*Figura 22.* Gráfico de validación para 1 día.



*Figura 23.* Gráfico de validación para 7 días.



**Figura 24.** Gráfico de validación para 20 días.



**Figura 25.** Gráfico de validación para 30 días.

Teniendo en cuenta los resultados recientes de la exploración costa afuera en nuestro país, para el presente trabajo se supone un escenario hipotético en el cual se haya descubierto un campo de crudo parafínico en las costas colombianas con similares propiedades del crudo del campo Colorado (Pozo Col 25). Dichas propiedades fueron presentadas en los trabajos Ariza, E. (2008), Poveda, D. (2009), y se muestran en la tabla 5.

**Tabla 5.** Propiedades del fluido.

| <b>Parámetro</b>                        | <b>Valor</b> | <b>Unidades</b> |
|---|--------------|-----------------|
| <b>°API</b>                             | 37           | -               |
| <b>Gravedad específica</b>              | 0,84         | -               |
| <b>Conductividad térmica del aceite</b> | 0,112        | W/Mk            |
| <b>Calor específico del aceite</b>      | 3835,1       | J/KgK           |
| <b>Punto de fluidez</b>                 | -6 (21)      | °C (°F)         |
| <b>WAT</b>                              | 21 (70)      | °C (°F)         |
| <b>Viscosidad del aceite</b>            | 8,28         | Cp (90 °F)      |
| <b>Saturados</b>                        | 61,07        | %Peso           |
| <b>Aromáticos</b>                       | 14,04        | %Peso           |
| <b>Resinas</b>                          | 18,25        | %Peso           |
| <b>Asfaltenos</b>                       | 6,65         | %Peso           |

En la tabla 6 se presentan las condiciones de operación tenidas en cuenta para la simulación.

**Tabla 6.** Condiciones de operación.

| <b>Parámetro</b>  | <b>Valor</b> | <b>Unidades</b> |
|---|--------------|-----------------|
| <b>Caudal</b>   | 1250         | Bpd             |
| <b>Diámetro interno tubería</b>                         | 4 (0,1015)   | In (m)          |
| <b>Longitud tubería tendida en el lecho marino</b>      | 10000        | M               |
| <b>Temperatura yacimiento</b>                           | 60 (140)     | °C (°F)         |
| <b>Temperatura ambiente externo en el fondo del mar</b> | 4 (39)       | °C (°F)         |

En la figura 26, se aprecia un arreglo submarino típico en los campos petroleros costa afuera, donde las tuberías de producción se disponen tendidas en el lecho marino y la mayoría de las veces recorren largas distancias horizontales hasta llegar a una plataforma o navío de producción en la

superficie. Este es el caso considerado en el presente trabajo, donde la tubería se extiende por 10 Km.



**Figura 26.** Arreglo submarino típico de las tuberías de producción (Fuente:

<http://1.bp.blogspot.com/CK5BxCGe1y4/VXMmcR17h1I/AAAAAAAAAOI/YmhwZRGZp2o/s1600/7.jpg>).

## 6. Resultados y análisis

En las figuras 27, 28, 29 y 30 se muestran los resultados obtenidos de la depositación para 1, 7, 20 y 30 días de producción respectivamente.

En la figura 27 se observa que en el momento en que se inicia la producción también se genera el proceso de depositación, debido al choque térmico entre la temperatura de entrada del fluido ( $60^{\circ}\text{C}$ ) y la temperatura a la que se encuentra el ambiente externo ( $4^{\circ}\text{C}$ ).

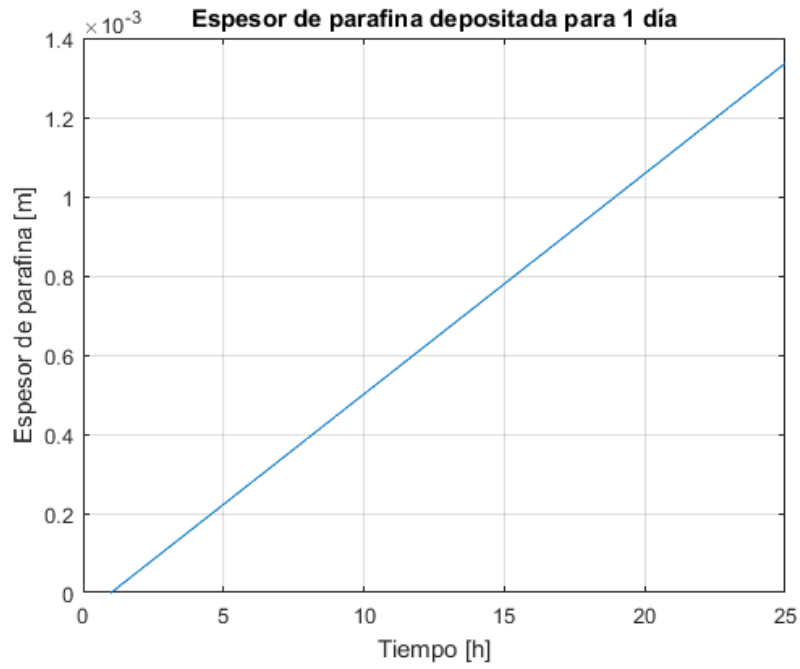
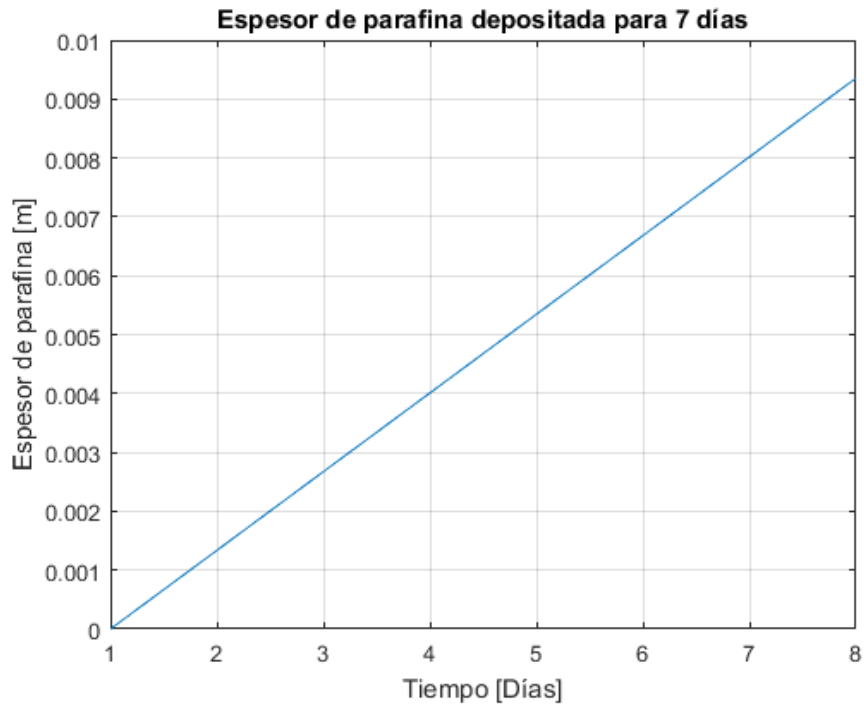
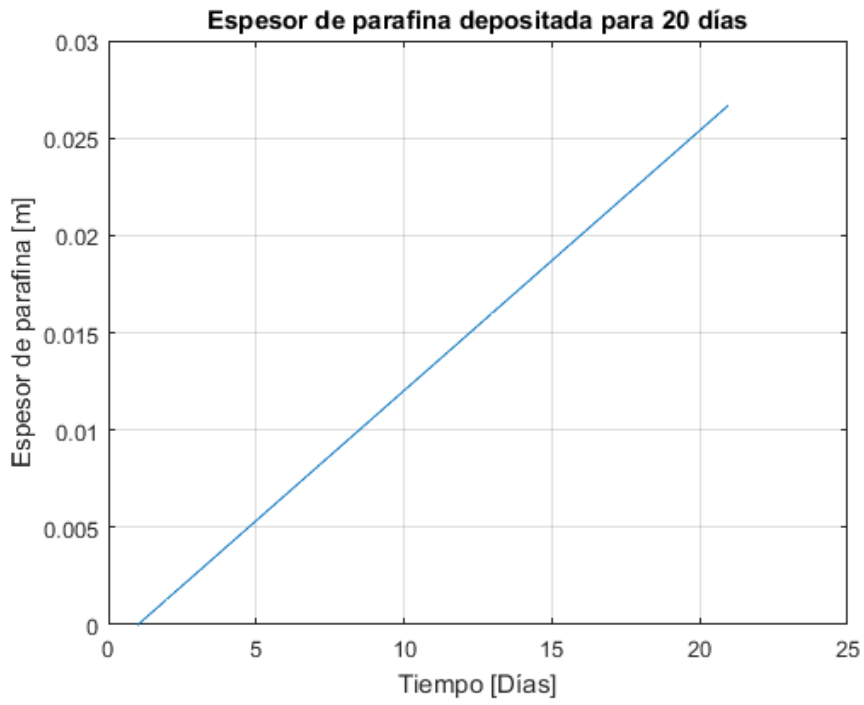


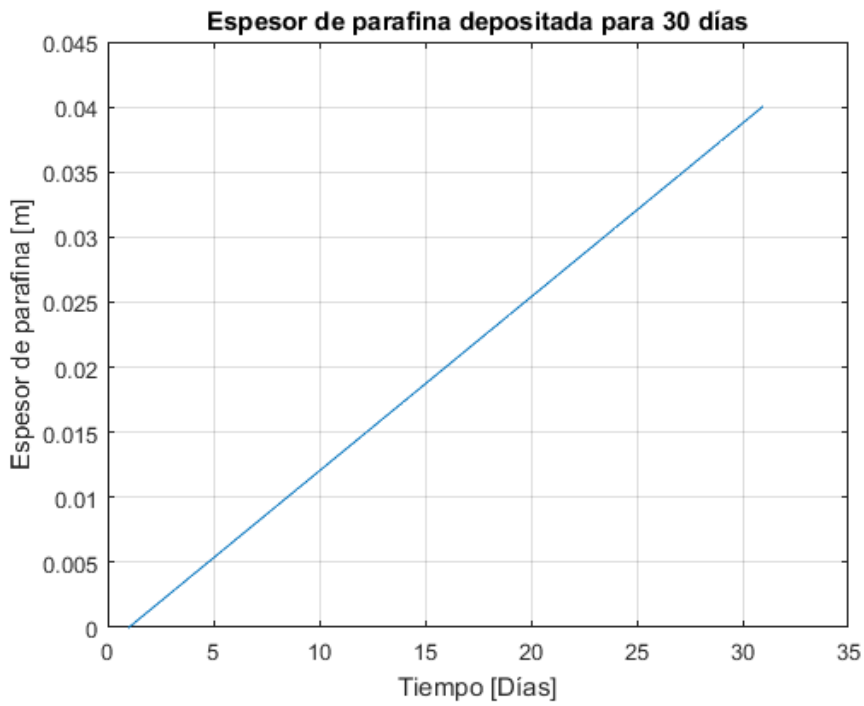
Figura 27. Espesor de parafina depositada para 1 día de producción.



**Figura 28.** Espesor de parafina depositada para 7 días de producción.



**Figura 29.** Espesor de parafina para 20 días de producción.



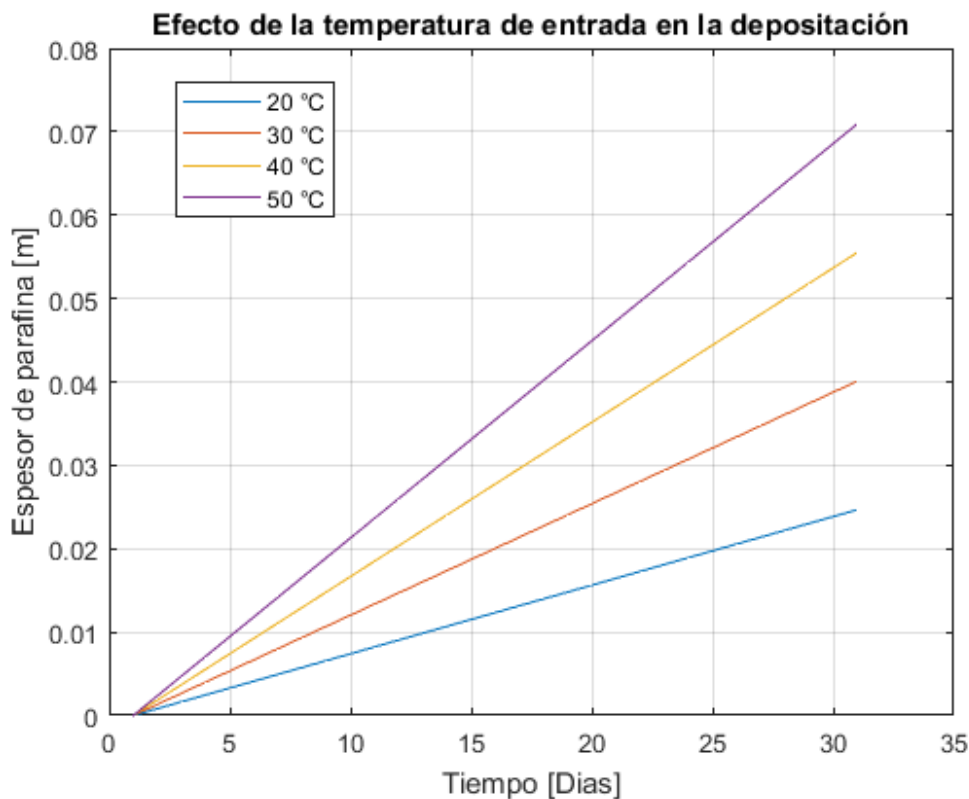
**Figura 30.** Espesor de parafina depositada para 30 días de producción.

De acuerdo con los resultados de la simulación realizada, para un día de producción el total de parafina depositada en la tubería es de 1,3 mm hasta el final de la tubería de 10 Km. Esto representa depósito aún pequeño. Para el final de los 20 días de producción, un total de 25,4 mm de parafina se encuentra depositada, representando un bloqueo equivalente a la mitad del radio interno de la tubería. Al final de un ciclo típico de limpieza con el pig (30 días), la tubería estará casi completamente bloqueada con un espesor total del depósito de parafina de 40 mm. Esto permite deducir que con una adecuada frecuencia de limpieza será suficiente para evitar un bloqueo total de la tubería, sin necesidad adicional de tratamientos químicos o térmicos que aumentarían los costos de un proyecto de producción costa afuera.

### **6.1 Análisis de sensibilidad de los principales parámetros que influyen en la depositación de parafinas**

A continuación, se presentarán los resultados obtenidos al cambiar variables significativas como la temperatura, velocidad de entrada del fluido, °API, entre otros.

**6.1.1 Variación con la temperatura.** Siendo una de las variables que más incidencia tiene en la depositación de parafinas, realizamos la simulación con las condiciones anteriormente mencionadas, variando la temperatura de entrada del fluido. Como se observa en **la figura 31**, se compararon 4 temperaturas de entrada: 20°C, 30°C, 40°C, 50°C. Estas temperaturas hacen referencia a la temperatura a la cual el fluido entra a la tubería que se encuentra extendida a lo largo del lecho marino, que para el presente estudio se asumió como un 40% menos que la temperatura a la cual el fluido se encuentra en yacimiento. Se observó que, a mayor temperatura mayor depositación de parafinas, ya que se presentara un mayor choque térmico, teniendo que la temperatura del suelo marino esta alrededor de los 4°C. Esta alta diferencia causará que las parafinas que aún se encontraban disueltas en el crudo, al momento en que se encuentran con una superficie y se enfría a tan baja temperatura (por debajo de la temperatura de cristalización), se precipitarán y se adherirán a la pared interna de la tubería.

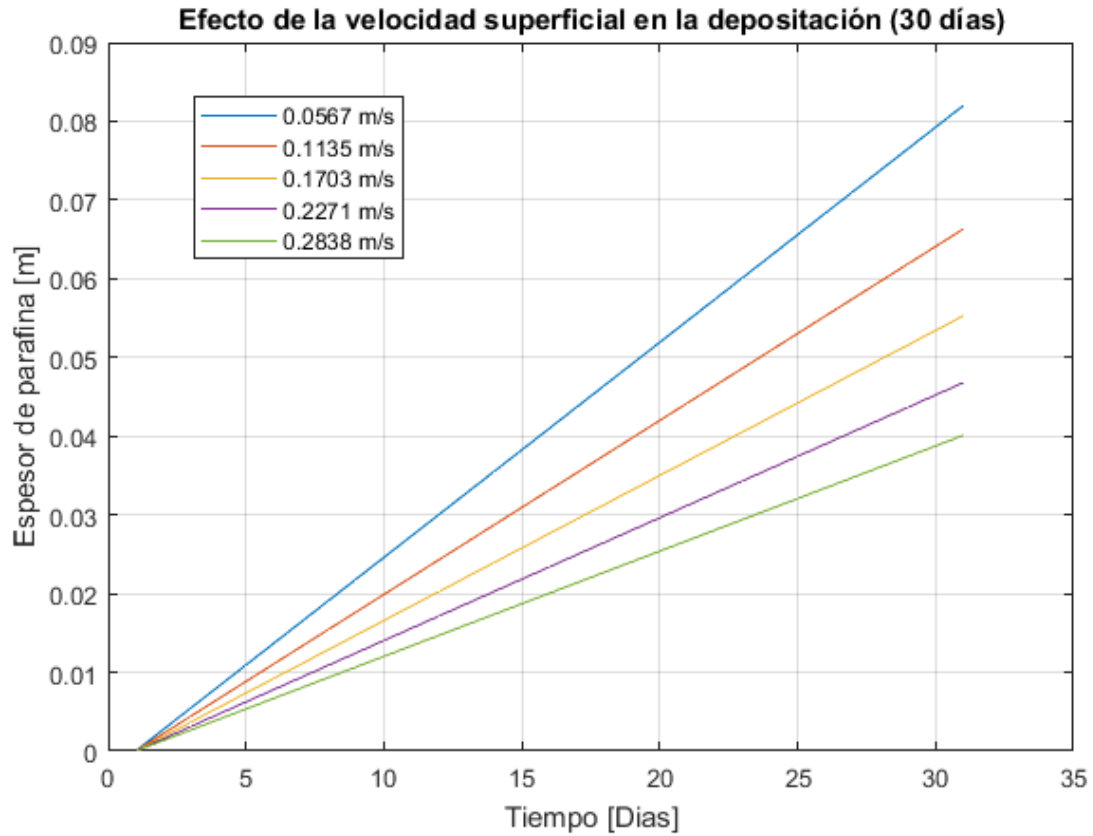


**Figura 31.** Efecto de la temperatura de entrada del fluido en la depositación de parafinas.

**6.1.2 Variación con la velocidad del flujo.** Como se aprecia en la **figura 32**, se realizó la sensibilización a diferentes velocidades de flujo manteniendo el diámetro constante. Los resultados muestran conformidad con lo presentado en la teoría, demostrando el efecto que tiene una mayor velocidad de flujo en la remoción del depósito, fenómeno que es considerado por Matzain et al. en su modelo. Una baja velocidad de flujo y, por ende, un bajo caudal de producción será el escenario más riesgoso para la producción donde se presentará un mayor espesor de la capa de parafina depositada. En la tabla 7 se presentan los datos de velocidad superficial y caudal, utilizados en la validación, donde el caudal depende directamente de la velocidad.

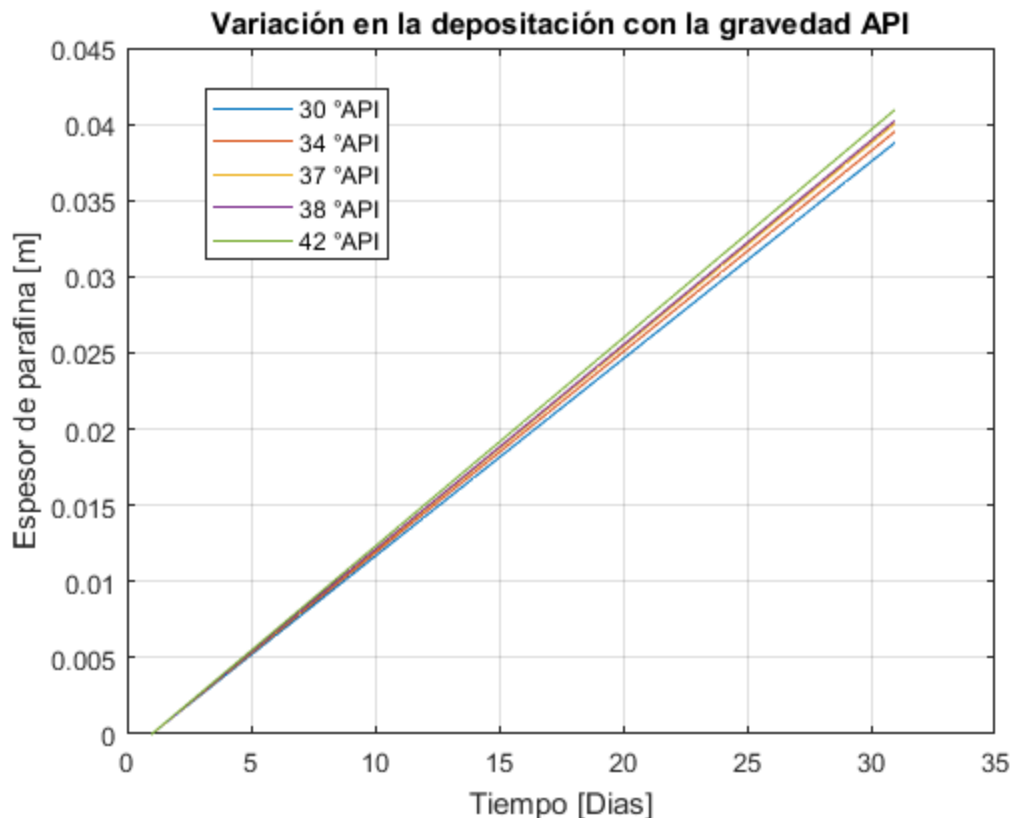
**Tabla 7.** Datos de velocidad superficial y caudales usados para obtener la figura 31.

| <b>Diámetro (in)</b> | <b>Velocidad superficial<br/>(m/s)</b> | <b>Caudal (bbl/día)</b> |
|----------------------|--|-------------------------|
| <b>4</b>             | 0,0567                                 | 250                     |
|                      | 0,1135                                 | 500                     |
|                      | 0,1703                                 | 750                     |
|                      | 0,2271                                 | 1000                    |
|                      | 0,2838                                 | 1250                    |



**Figura 32.** Efecto de la velocidad superficial del fluido en la depositación de parafinas.

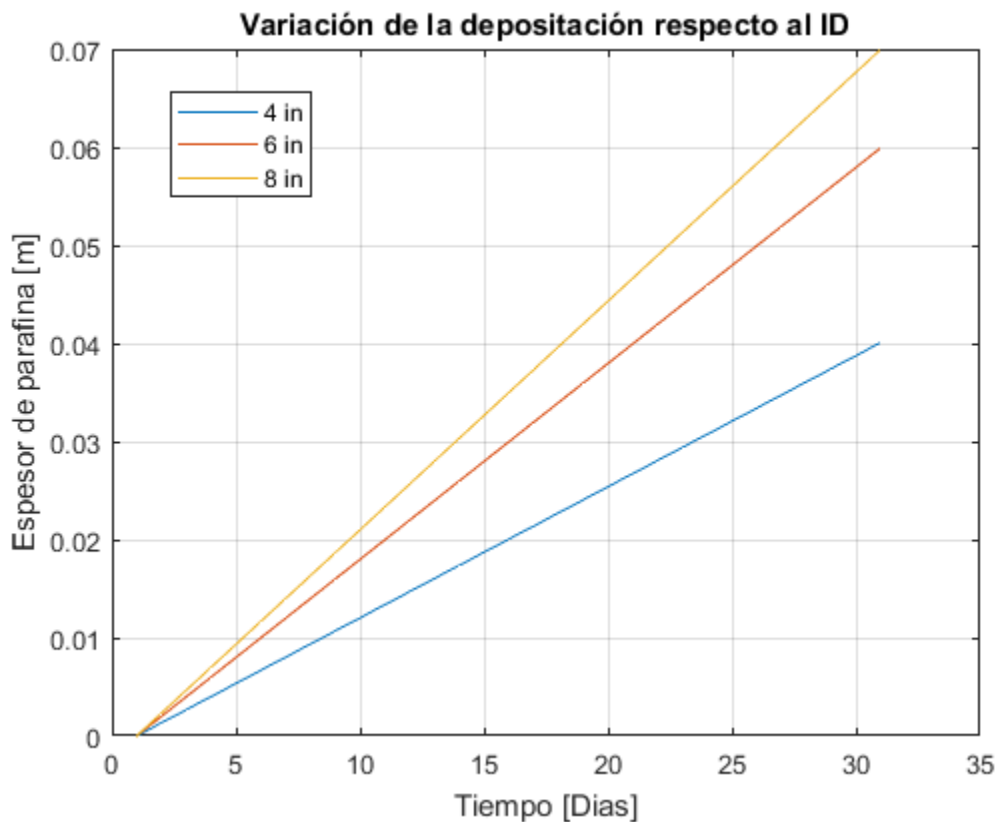
**6.1.3 Variación con el api del crudo.** Continuando con el estudio y el efecto de los diferentes parámetros en la depositación, se varió la gravedad API como se puede observar en la figura 33.



**Figura 33.** Variación del espesor para diferentes gravedades API.

El menor efecto que tiene la gravedad API en el depósito total de parafina se puede deber a que la densidad tiene también un menor efecto en el proceso de depositación, debido a la variable cantidad de hidrocarburos presentes en el aceite, cada uno de estos hidrocarburos con propiedades diferentes y muchas veces en la caracterización de una muestra algunos componentes y dichas propiedades no son ampliamente definidos. Sin embargo, se conoce que en un crudo a mayor °API es mayor el contenido de saturados y por tanto el contenido de parafinas que pueden precipitar y depositar.

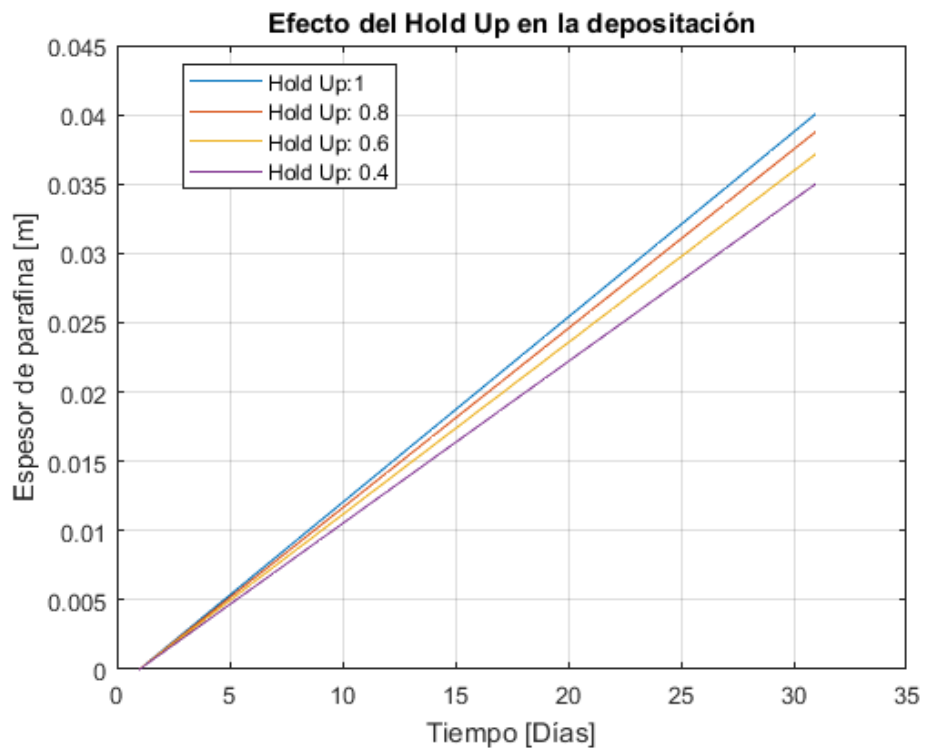
**6.1.4 Variación con el diámetro interno.** Se graficó el efecto que tiene la variación del diámetro interno en el espesor total de depósito. La grafica resultante se puede ver en **la figura 34**.



**Figura 34.** Efecto del diámetro interno en la depositación.

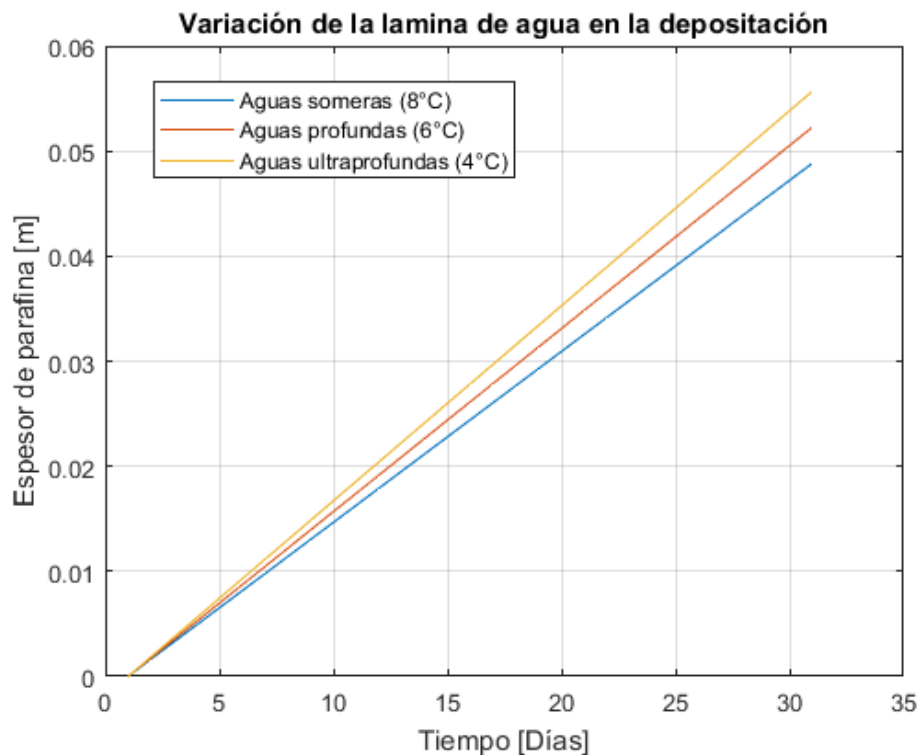
Al mantener el caudal constante y variar el diámetro interno, el resultado que se obtiene es similar al efecto que tiene la velocidad en la depositación. De hecho, esta variación está directamente relacionada con la velocidad y en ese orden de ideas, un diámetro mayor representará una velocidad de flujo más baja lo que conlleva a mayor cantidad de parafina depositada en la tubería.

**6.1.5 Variación con el hold up de líquido.** En la figura 35 se puede ver el efecto que tiene la variación del Hold Up de líquido en el espesor del depósito. El Hold Up está directamente relacionado con la cantidad de líquido presente en la tubería. De esta forma, a menor valor de Hold Up menor cantidad de líquido y, por tanto, mayor cantidad de gas. Como resultado de una mayor presencia de gas se presentará un depósito más pequeño de parafina en las tuberías, ya que, al existir una mayor cantidad de livianos en el crudo, menor será la temperatura de cristalización (WAT) (Leontaritis, K., 1995).



**Figura 35.** Efecto del Hold Up en la depositación.

**6.1.6 Variación con la profundidad.** La figura 36 representa la variación de la profundidad y su efecto en la tasa de depositación. Esta profundidad se evaluó en función de la temperatura de acuerdo a los perfiles estudiados en el capítulo 3. A mayor lámina de agua menor temperatura del subsuelo marino (temperatura del ambiente), que debido al choque térmico generara mayor inestabilidad en la solución y se aumentara la depositación. Con la simulación se obtuvo que, en el escenario de aguas someras, con una temperatura del ambiente de 8°C, el depósito de parafinas es de 49 mm. Mientras que, en el caso de aguas ultra profundas, el espesor del depósito es de 56 mm a treinta días de producción.



**Figura 36.** Efecto de la profundidad (lámina de agua) en la tasa de depositación.

## 7. Conclusiones

El modelo de Matzain et al. (2000) es uno de los más completos que se encuentra en la literatura, ya que logra cubrir gran cantidad de variables y condiciones de flujo. Además, se podría considerar uno de los más representativos pues incluye la remoción que se genera a altas velocidades de flujo.

En un escenario de producción costa afuera como los que se proyectan a futuro en Colombia, es muy importante conocer las condiciones de operación óptimas para poder plantear una estrategia de aseguramiento de flujo correcta y evitar una alta depositación de parafinas en las tuberías de producción. Al realizar sensibilidad de las diferentes variables, el parámetro que más influye en la depositación de parafinas es la velocidad de flujo, la cual está directamente relacionada con el caudal. A menor velocidad de flujo mayor depositación, ya que el efecto de la remoción por cizallamiento también será menor. De presentarse un bajo caudal de producción este sería un escenario crítico, en el cual se deberán estudiar las diferentes alternativas de prevención o remediación, para evitar la severidad del depósito. Un caudal más alto, y por tanto mayor velocidad del fluido, conllevará a un depósito de parafina menos severo debido al fenómeno de la remoción por cizallamiento.

Se modelaron diferentes escenarios de depositación de parafinas para el Caribe colombiano encontrando que las variables que deben ser claramente simuladas y analizadas antes del desarrollo de los proyectos son la temperatura de entrada del fluido, el caudal y el diámetro interno de la tubería.

De acuerdo con los resultados obtenidos al simular los diferentes escenarios de aguas someras, profundas y ultra profundas, se concluye que, a mayor profundidad, mayor será la complejidad del proyecto en relación a la severidad del depósito ya que el espesor de este aumenta directamente con la profundidad al igual que los costos de transporte, tratamiento y plataformas.

## **8. Recomendaciones**

Con los resultados obtenidos plantear estrategias de prevención o mitigación del impacto de la formación de los depósitos a través de un estudio de factibilidad técnico económica de la implementación de los procesos (remoción química, mecánica, entre otros).

Comparar y validar el algoritmo programado y los resultados obtenidos, con un software comercial (PIPESIM, OLGA).

Realizar pruebas de “flow loop” con crudos colombianos con el fin de establecer mediciones experimentales de aspectos como el espesor del depósito, para contrastar esos resultados con los obtenidos por medio de la teoría.

Cuando se presenten descubrimientos de campos de crudo costa afuera, realizar una completa caracterización y utilizar las propiedades de ese fluido para simular las condiciones y análisis del comportamiento en la depositación y severidad del problema de parafinas.

**Anexo 1**

```

roo=input('Densidad estandar del aceite en kg/cu.m: ');
lsv=input('Velocidad superficial del líquido en m/s: ');
E=input('Hold-up de líquido: ');
dw=input('Diámetro interno por crecimiento de parafina: ');
muo=input('Viscosidad del aceite(Pa*s): ');
Re=roo*(lsv/E)*dw/muo;
Coil=100*(1-((Re^0.15)/muo)); C1=15;
Pi1=C1/(1-(Coil/100));
hp=input('Espesor capa parafínica en m: ');
Nsr=roo*lsv*hp/muo; C2=0.055; C3=1.4;
Pi2=1+C2*Nsr^C3;
Tamb=input('Temperatura ambiente afuera de la linea en °K: ');
Tin=input('Temperatura de entrada del fluido en °K: ');
Cp=input('Calor específico del fluido en J/Kg*°K: ');
Qo=input('Tasa de aceite en STB/d: ');
m=(Qo*5.615*(0.3048^3)/(24*3600))*roo;
L=input('Longitud de la tubería en m: ');
U=input('Coeficiente global de transferencia de calor W/(m*°K): ');
di=input('diámetro interno de la tubería en m: ');
CTo=input('Conductividad térmica del aceite en W/(m*°K): ');
hwall=input('Coeficiente de transferencia de calor de la pared de tubería en W/(m^2*°K): ');
Tw=Tamb+(Tin-Tamb)*exp(-pi*U*di*L/(Cp*m));

```

```
dTdr=(Tw-Tin)*hwall/CTo; dCw=0.191;
```

```
t=0:86400:2592000;
```

```
CiW=-(Pi1/(Pi1+Pi2))*0.562e-9*dCw*dTdr*t;
```

```
plot(CiW);grid on; hold on;
```

```
ylabel('Espesor de parafina [m]');
```

```
xlabel('Tiempo [Días]');
```

### Referencias bibliográficas

- Ariza, E. (2008). Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. *Tesis de Maestría, Ingeniería de Petróleos*, Universidad Industrial de Santander, Colombia.
- Bai, Y. & Bai, Q. (2005). Subsea pipelines and Risers. Edición 1. Página 263.
- Matzain A, Zhang HQ, Volk M, *et al.* Multiphase Flow Wax Deposition Modelling. In *BHR Group Conference Series Publication*, Bury St. Edmunds; Professional Engineering Publishing; 2000; 40: 415–444p.
- Burger, E., Perkins, T. & Striegler, J. (1981). Studies of wax deposition in the Trans Alaska Pipeline. SPE-8788-PA. *Journal of Petroleum Technology*.
- Cummings, R., Garcia, C., Hawthorn. A., Holicek, R., Dribus, J. & Haslin, L. (2015). Más allá de las profundidades: los desafíos de la región de aguas ultra-profundas. *Oilfield review*. Volumen 26, No 4.
- Gupta, A. & Sircar, A. (2017). Wax Deposition Modeling and Comparison with Field Data for Some Indian Oil Fields. *Recent Trends in Fluid Mechanics*. 4(1): 1–15p.
- Hayduk, W., and B. S. Minhas, “Correlations for Prediction of Molecular Diffusivities in Liquids,” *Can. J. Chem. Eng.*, **60**, 295\_1982..
- Huang, Z. (2011). Application of the fundamentals of heat and mass transfer to the investigation of wax deposition in subsea pipelines. *Tesis de doctorado, Universidad de Michigan*, Ann Arbor, MI, USA.
- Huang, Z., Lee, H., Senra, M. & Fogler, H. S. (2011). A fundamental model of wax deposition in subsea oil pipelines. *AIChE J.* Vol. 57, No. 11. DOI 10.1002/aic.12517.
- Huang, Z., Senra, M., Kappor, R. Fogler, H.S. (2010). Wax Deposition Modeling of Oil/Water Stratified Channel Flow. DOI 10.1002/aic.12307.
- Huang, Z., Zheng, S. & Fogler, H.S. (2015). Wax Deposition Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices. Taylor & Francis Group.
- Jung, S.Y., Lee, D.G. y Lim, J.S. (2014). A Simulation study of wax deposition in subsea oil production system.
- Lee H. S. (2007). Computational and rheological study of wax deposition and gelation in subsea pipelines. Tesis de Doctorado, *Ingeniería Química, Universidad de Michigan*, USA.
- Leontaritis (1995). Asphaltenes and Wax deposition envelopes.
- Parameshwar, S., Ratnadip, R. & Babu, M. (2015). Prediction of Wax Deposition in Pipelines Using MATLAB Simulator: Case Study of ABC Field Pipeline. *International Journal of Interdisciplinary Research and Innovations*, 3(2), 98-107.

- Poveda, D. (2009). Diseño de un tratamiento químico para remover depósitos orgánicos a nivel de la cara de la formación. Aplicación Campo Colorado. Tesis de pregrado, Ingeniería Química, Universidad Industrial de Santander.
- Ratulowski, J., Amin, A., Riding, M., Shepler, R. & Smedstad, E. (2005). Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso. *Oilfield Review*.
- Rosvold, K. (2008). Wax deposition models. Tesis de Maestría, Ingeniería de Petróleos, Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología (NTNU), Noruega.
- Sarica, C. & Panacharoensawad, E. (2012). Review of paraffin deposition research under multiphase flow conditions. *Energy & Fuels*, Vol. 26, pp. 3968-3978.
- Singh, A., Lee, H.S., Singh, P. & Sarica, C. (2011). Validation of wax deposition models using field data from subsea pipeline. *Offshore Technology Conference SPE*, Houston, TX.
- Singh, P., Ramachandran, V. & Scott Fogler, H. (2000). Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels. *Materials, interfaces and electrochemical phenomena*, *AIChE Journal*, Vol. 46, No. 5.
- Soedarmo, A., Daraboina, N. & Sarica, C. (2016). Validation of Wax Deposition Models with Recent Laboratory Scale Flow Loop Experimental Data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.10.017.
- Venkatesan, R. & Fogler, H.S. (2004). Comments on analogies for correlated heat and mass transfer in turbulent flow. *AIChE Journal*. DOI: 10.1002/aic.10146.
- Correra, S., Fasano, A., Fusi, L., Merino-Garcia, D. (2004). Calculating deposit formation in the Pipelining of waxy Crude Oils. DOI 10.1007/s11012-006-9028-4.