

Universidad de Matanzas
Facultad de Ciencias Técnicas
Departamento de Química



**Modelo de simulación en régimen transitorio de un tanque de
tratamiento de petróleo en la planta de procesamiento de crudo
de la EPEP-Centro.**

**Trabajo de Diploma presentado como requisito parcial para optar por el
título de Ingeniero Químico.**

Autora: Arletti Hernández Toledo.

Tutores: Dr.C. Agustín Benítez Hernández

Dr.C Yoney López Hervis.

Matanzas

2020

¿Por qué esta magnífica tecnología científica, que ahorra trabajo y nos hace la vida más fácil, nos aporta tan poca felicidad? La respuesta es esta, simplemente: porque aún no hemos aprendido a usarla con tino.

Albert Einstein.

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Calificación

Ciudad, fecha

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Arletti Hernández Toledo, declaro ser la única autora de esta investigación realizada en la Universitaria de Matanzas, como requisito parcial para optar por el título de Ingeniero Químico y autorizo que la misma sea utilizada por la mencionada Institución como material de consulta. Para que así conste, firma:

Nombre y Apellidos

Firma

AGRADECIMIENTOS

No puedo dejar pasar este momento de significativa importancia en mi vida sin agradecer sinceramente a un gran número de personas vinculadas a él.

- A mis padres Tania Toledo Matheu y Omar Hernández Páez por ser mis guías, mi apoyo ante cualquier situación, mi fuerza para seguir adelante, por su confianza siempre en mí, por inculcarme el deseo de formarme como profesional, gracias a ustedes soy la persona que soy hoy.
- A mi hermano Adrián Omar Hernández Toledo mi ejemplo a seguir, mi tata que siempre me cuida, me apoya y me protege.
- A mis abuelos Idelia y Rafael por tantas enseñanzas, por tanto, apoyo, por siempre estar al pendiente de todo, por darme las fuerzas y por enseñarme que la familia es lo más importante que existe, gracias por siempre estar ahí.
- A mis abuelos Zenaida y Pipo por su apoyo en mi formación y por estar siempre al tanto de lo que fuese necesario.
- A mi novio Azuel, por cada momento de apoyo, por ser más que mi novio por ser mi amigo, mi confidente, por compartir nuestra vida, por escucharme y siempre estar presente para mí.
- A mis tíos Dani y Boris por su apoyo y su disposición para ayudarme cada vez que la necesité sin importar lo que fuera.
- A cada miembro de mi familia, por ser incondicionales y estar siempre dispuestos en lo que los he necesitado, haciendo mayor mi compromiso de culminar la carrera.
- A mis amigas de siempre, Tayla, Kathy, Eleanys, Elenita, Rachel, Daniela e Irán, por tantas noches de estudio, de fiestas, de risas, llantos, por tantos momentos compartidos, por ser lo mejor que me llevo conmigo, porque ya son parte de mi familia y mi vida.
- A mis tutores Agustín Benítez Hernández y Yoney López Hervis por ser mis guías incondicionales, por su paciencia y comprensión durante esta dura etapa, a los cuales siempre les estaré agradecida.

- A mi grupo durante estos cinco años, porque por sobre todas las cosas es mi año, por tantas fiestas, estudios, por tantos momentos juntos y porque somos el mejor grupo de Química.
- A mis amigas del cuarto por la paciencia para explicarme por tantas noches y días largos de estudios, gracias a todas por acogerme siempre, en especial a Yinet mi pulgui y Amelita.
- A todos los profesores que han sido parte de mi formación, especialmente a Agustín, Ena, Heydi, Leibys, Yamile, Yoney, Orozco, Santiago, Hasan, Pablo, Venancio, Mayito y Luis por ser más que profe y por decir esas palabras y dar ese aliento que uno siempre recordará en fin por hacer de mí una mejor persona y un buen profesional.
- Gracias a Fidel y la Revolución, por darme la oportunidad de mi formación y desarrollo personal.

RESUMEN

La presente investigación se realiza en la planta de procesamiento de crudo (PPC) de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro). El propósito del trabajo es la determinación de la velocidad de transferencia de calor en régimen transitorio de operación de un tanque de tratamiento de crudo, debido a que no se conoce la influencia de la altura de los serpentines en el tiempo de calentamiento del crudo y el consumo de vapor. Esto se logra a través de un modelo de simulación en régimen dinámico, que describe la operación de un tanque de tratamiento de petróleo y así se determina la cantidad de vapor y el tiempo necesario para alcanzar la calidad deseada del crudo. La solución del modelo se realiza utilizando métodos numéricos, ecuaciones diferenciales parciales y la herramienta informática MATLAB. Una vez solucionado el modelo se espera tener como resultados el flujo de vapor y el tiempo de calentamiento para cuando el serpentín está en la interfaz agua-petróleo y para cuando el serpentín se encuentra sumergido solo en el petróleo.

ABSTRACT

This research is carried out at Planta de Procesamiento de Crudo (PPC) at Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro). The purpose of the work is to determine the rate of heat transfer in the transitory state of a crude oil treatment tank, since the influence of the height of the coils on the heating time of the crude oil and the steam consumption. This is achieved through a dynamic regime simulation model, which describes the operation of an oil treatment tank and thus determines the amount of steam and the time necessary to achieve the desired quality of the crude. The solution of the model is carried out using numerical methods, partial differential equations and the MATLAB computer tool. Once the model has been solved, the steam flow and the heating time are expected to be obtained when the coil is at the water-oil interface and when the coil is submerged in oil.

Tabla de contenido

Introducción.....	1
Capítulo 1: Análisis bibliográfico.....	4
1.1. Tratamiento de petróleo crudo. <i>Treaters</i> y serpentines sumergidos	4
1.1.1. Equipos utilizados en el proceso de tratamiento de crudo	6
1.1.2. <i>Treaters</i>	6
1.1.3. Serpentines sumergidos	9
1.2. Fenómenos de transporte y ley de Stokes	11
1.2.1. Ley de Stokes	14
1.3. Estimación de propiedades del petróleo crudo	15
1.4. Métodos numéricos para la solución de ecuaciones diferenciales (ordinales y/o parciales)	18
Capítulo 2: Metodología de la investigación	22
2.1. Descripción del proceso tecnológico de producción de petróleo de la EPEP-C.....	22
2.1.1. Descripción del caso de estudio	23
2.2. Caracterización de la infraestructura del tanque estático de la planta de procesamiento de crudo.....	23
2.3. Desarrollo del modelo de perfil de temperatura.....	25
2.3.1. Modelo fenomenológico para el balance de energía	26
2.3.2. Pérdidas de calor en el tanque	28
2.3.3. Estimación de las propiedades físicas del petróleo	29
2.4. Velocidad por convección natural.....	30
2.5. Metodología para la simulación de un tanque usando PDE Toolbox Matlab	31
2.5.1. Diseño gráfico del tanque	31
2.5.2. Desarrollo del modelo matemático	36
2.5.3. Validación del modelo obtenido	40

Conclusiones.....	42
Recomendaciones.....	43
Bibliografía	44
Anexos	53

Introducción

En el mundo han ocurrido una serie de transformaciones de forma paulatina, gracias al desarrollo alcanzado por los países, la mayoría de los cuales, dependen de la Industria petrolera, ya sea para la generación de la corriente eléctrica, el funcionamiento del transporte y otros disímiles usos. Convirtiéndose el petróleo en uno de los recursos naturales más utilizados por el hombre, por la capacidad que tiene de transformarse en energía, así como resultar soporte de la industria petroquímica.

Existen muchas formas de caracterizar a los crudos, una de las formas más difundidas es de acuerdo a su fluidez. La fluidez de un crudo, generalmente, se representa por la densidad o gravedad específica en °API (American Petroleum Institute), siendo más fluido a medida que aumenta su valor. De acuerdo a este parámetro los crudos se pueden clasificar en extrapesados (0,0-9,9 °API), pesados (10,0–21,9 °API) y ligeros (≥ 22 °API).

El empleo del petróleo en Cuba ha tomado un gran valor, el mismo se utiliza para la generación eléctrica, siendo usado en más del 90 % de las termoeléctricas nacionales. Además, se emplea el crudo nacional en fábricas de cemento, y en centrales azucareros.

Los crudos cubanos se caracterizan por poseer una alta viscosidad y elevado porcentaje de azufre y asfaltenos, rasgos que dificultan su transportación por los sistemas de tubería. Para poder transportar este tipo de crudo es necesario realizar grandes gastos de energía, por lo que se hace imprescindible utilizar métodos que reduzcan la viscosidad de los hidrocarburos pesados. Entre los métodos que permiten disminuir la viscosidad de estos recursos líquidos se encuentra la utilización del calentamiento hasta temperaturas adecuadas y esto se logra mediante el uso del vapor como medio de calentamiento.

En la provincia de Matanzas el proceso de tratamiento del petróleo se realiza en la planta de procesamiento de crudo (PPC) de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro), la cual está ubicada en la Finca “La Cachurra”, poblado de Guásimas, municipio de Cárdenas. Esta

empresa posee varios yacimientos ubicados en las provincias centrales del país. En la misma se producen alrededor de un millón de toneladas de petróleo y quinientos millones de metros cúbicos de gas al año.

El petróleo es una mezcla de tanto moléculas como partículas con una amplia gama de tamaños y funcionalidades y varias de ellas contribuyen a la formación y estabilidad de las emulsiones. Tales emulsiones pueden causar muchos problemas; en particular, son difíciles de transportar y puede ser muy difícil de separar (romper) el agua del petróleo crudo durante el procesamiento aguas abajo.

El agua en el petróleo crudo hace que la tubería y los procesos de refinación sean costosos e incluso pueden causar un proceso de refinado inestable. Sales, como el sodio, los cloruros de magnesio y calcio en el petróleo crudo pueden corroer los equipos aguas abajo, obstruir las tuberías y envenenan los catalizadores. El principal objetivo de la etapa de tratamiento es evitar los daños mencionado anteriormente.

La calidad del petróleo crudo depende en gran medida de los contenidos residuales del agua y contaminantes solubles en ella, que serán problemáticos para la parte de tratamiento de agua de los procesos. Se exige que el agua en los crudos se debe eliminar a un nivel de menor o igual que 2 % BSW (*basic sediments and water*). Por lo tanto, diferentes métodos, incluidos los tratamiento físicos y químicos, se han utilizado para separar el agua del petróleo. La demulsificación química es el proceso de romper emulsiones para separar el agua del petróleo, consiste en la adición de pequeñas cantidades de demulsificantes (generalmente 1-1 000 ppm). Estas sustancias tienen la propiedad de debilitar la acción de las sustancias emulsificadoras naturales de las emulsiones agua-petróleo y favorece la separación de las fases, generalmente con tensoactivos.

Dentro del proceso de tratamiento del petróleo en la PPC el calentamiento de éste en los tanques estáticos es un factor de vital importancia para obtener la efectividad y calidad del tratamiento final del petróleo.

El calentamiento se efectúa hasta un rango de temperatura máxima de 80-85 °C, esto permite que disminuya la viscosidad del petróleo haciendo más fácil y factible su traslado por el oleoducto magistral hacia la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas (ECCM). Además, el

calentamiento es un factor que influye positivamente en la acción de las sustancias demulsificantes, por lo que consecuentemente, permite romper con mayor facilidad la emulsión agua-petróleo, separando mayor cantidad de agua del crudo.

Para la empresa resulta de gran importancia reducir los tiempos de calentamiento en tanque y el consumo de vapor. Estos dos parámetros están en función de la velocidad de calentamiento.

Es por esto que se establece como **problema científico** de la investigación:

¿Cómo determinar la velocidad de transferencia de calor en régimen transitorio de operación de un tanque de tratamiento de crudo?

Como posible **hipótesis** de solución del problema se establece:

Si se obtiene un modelo de simulación en régimen transitorio, que describa la operación de un tanque de tratamiento de petróleo, se podrá determinar la cantidad de vapor y el tiempo necesario para alcanzar la calidad deseada del crudo.

Objetivo general:

Desarrollar un modelo de simulación en régimen transitorio de un tanque para el tratamiento de petróleo en la planta de procesamiento de crudo de la EPEP-Centro.

Objetivos específicos:

1. Caracterizar la infraestructura de un tanque de tratamiento de petróleo de la planta de procesamiento de crudo.
2. Determinar las propiedades físico-químicas y modelos de viscosidad y densidad del petróleo.
3. Obtener el modelo de simulación que describa la transferencia de calor en un tanque de tratamiento de petróleo de la planta de procesamiento de crudo.

Capítulo 1: Análisis bibliográfico

1.1. Tratamiento de petróleo crudo. *Treaters* y serpentines sumergidos

La producción de petróleo crudo natural suele ir acompañada de la formación de emulsiones estables. Estas emulsiones son estabilizadas por compuestos naturales presentes en petróleo crudo, como asfaltenos, resinas y partículas sólidas finas. El agua emulsionada debe ser eliminada del petróleo crudo antes del transporte y refinación. La presencia de agua en el petróleo provoca varios problemas operativos como la corrosión de tuberías, el aumento de la viscosidad del petróleo crudo y envenenamiento del catalizador durante el refino. El uso de los productos químicos como demulsificantes junto con el calentamiento es uno de los mejores métodos para facilitar que se separe el agua emulsionada (deshidratación). El mecanismo de ruptura de la emulsión, mediante el uso de demulsificantes, ocurre mediante varias etapas: difusión de productos químicos en emulsiones, reemplazo de película rígida de asfaltenos alrededor de la gotita de agua para formar una película blanda que facilita la coalescencia de las gotas y la separación del agua emulsionada por gravedad. Un demulsificante comercial generalmente es una mezcla de tensoactivos que tienen diferente equilibrio hidrofílico y lipofílico donde la proporción exacta depende de la composición de la emulsión y tipo de petróleo crudo (Delgado-Linares *et al.*, 2016; Farrokhi *et al.*, 2017; Alvarado *et al.*, 2019). Se utilizan como demulsificantes, diferentes tensoactivos poliméricos, tales como aminas y alcoholes etoxilados, fenoles etoxilados, alcoholes poli-hídricos, y sales de ácido sulfónico. Estudios recientes informan el uso de algunos otros productos químicos como demulsificantes, por ejemplo, líquidos iónicos (IL), líquidos poli-iónicos, celulosa modificada, óxido de grafeno y micropartículas de magnetita (Abdullah *et al.*, 2019).

La formación de emulsión también puede reducir la recuperación de petróleo y, en consecuencia, el aumento apreciable de este en el agua efluente y la disminución de la gravedad API. Este efecto es llamado fenómeno de emulsión, que es un tipo de dispersión coloidal que consiste en dos líquidos parcialmente miscibles, uno (la fase dispersa o interna) distribuida en pequeños glóbulos en el otro. La emulsión de agua-petróleo se forma cuando el agua se dispersa en el

crudo. El agua se usa como un pistón para expulsar el crudo del pozo durante el proceso de producción de petróleo, para la limpieza de sales que envenenan el catalizador en las refinerías y mejorar los problemas de corrosión durante la refinación. La agitación de una mezcla de agua y petróleo crudo puede producir estabilidad en la emulsión formada por los dos compuestos, en la que el agua permanece dispersa por un largo período de tiempo (Mya *et al.*, 2018).

La estabilidad de la emulsión de agua en petróleo a menudo está relacionada con la solubilidad de los asfaltenos en el fluido hidrocarbonado. Los asfaltenos son moléculas solubles en tolueno, pero insoluble en un alcano, como n- heptano (Cherney *et al.*, 2015).

Según Velásquez y Pereira (2014) el contenido de asfaltenos es el factor más importante en la formación de emulsiones. Incluso en ausencia de cualesquiera de otros compuestos posiblemente sinérgicos (es decir, resinas, ceras y aromáticos), los asfaltenos son capaces de formar estructuras rígidas reticuladas, películas elásticas, que son los principales agentes en la estabilización del agua en emulsiones de petróleo crudo.

Según Zargar *et al.* (2019) los asfaltenos pueden causar varios desafíos en la industria petrolera que no sean la estabilización de la emulsión, tales como alteración de la humectabilidad del yacimiento, poro de roca y tubería, taponamiento y corrosión del equipo, todo lo cual puede ser correlacionado con sus propiedades de autoagregación.

El mercado internacional exige que el agua en los crudos se debe eliminar a un nivel de menos de 0,5 % BSW (fondo, sólidos, agua) y Cuba exige un 2 % BSW. Por lo tanto, diferentes métodos, incluidos los tratamientos físicos y químicos, se han utilizado para separar el agua del petróleo a través de la demulsificación, proceso de romper emulsiones para separar el agua del petróleo (Fan *et al.*, 2009).

Un tratamiento efectivo de la emulsión de agua-petróleo crudo es esencial por razones económicas, ya que el objetivo es producir y entregar el volumen máximo de crudo, minimizando la cantidad de petróleo que se pierde con el vertido de agua y, por lo tanto, reducir los costos operativos (Rezende *et al.*, 2017).

1.1.1. Equipos utilizados en el proceso de tratamiento de crudo

La extracción de petróleo siempre trae consigo una considerable cantidad de agua que se mezcla con el crudo dando lugar a emulsiones que, en mayor o menor medida, resultan difíciles de separar. Durante la historia de la industria de los hidrocarburos se han desarrollado diversas tecnologías que buscan el rompimiento de las emulsiones. Básicamente, el tratamiento que existe en la actualidad se puede resumir en cuatro partes: inyección de químicos, segregación gravitacional, calentamiento y tratamiento electrostático. Pero en los últimos años han surgido nuevas técnicas, como el uso de centrifugas, microondas, ultrasonidos y microburbujas, que han permitido obtener buenos resultados en los campos de petróleo (Páez, 2010; Salah, 2019).

Según Valladares (2017) la producción de crudo proveniente de diferentes pozos se lleva a un múltiple de producción. Este múltiple está compuesto, a su vez por tres submúltiplos (de acuerdo a la presión de la línea de baja, alta y de prueba) formados por tuberías, a través de las cuales circula la mezcla gas-crudo-agua, que luego pasará a los separadores gas-líquido donde se elimina el gas disuelto. Después de los separadores, la mezcla desgasificada pasa a un separador gravitacional para eliminar el agua libre y el crudo no emulsionado. La emulsión agua-petróleo se lleva al tratamiento seleccionado, y finalmente el crudo separado pasa a un tanque de almacenamiento para su venta o refinación.

El proceso de manejo se puede dividir en etapas generales, entre las que se encuentran: etapa de recolección, separación, depuración, calentamiento, deshidratación, almacenamiento y bombeo (Aguirre, 2010).

1.1.2. *Treaters*

El término “separador de petróleo y gas” en la terminología del argot petrolero es designado a un recipiente presurizado que es utilizado para separar los fluidos producidos de pozos de petróleo y gas en componentes líquidos y gaseosos. Estos recipientes de separación son normalmente utilizados en locaciones de producción o plataformas cerca del cabezal, tubo múltiple o unidad de tanques.

Una vez recolectado el petróleo crudo se envía a la etapa de separación donde se retiene un nivel de líquido específico por un tiempo determinado bajo

condiciones controladas de presión y temperatura, esto con el objetivo de separar los hidrocarburos más livianos de los más pesados. Después de la separación, el gas sale por la parte superior del recipiente y el líquido por la inferior. Al salir de esta etapa el crudo va a deshidratación, donde el sistema de calentadores eleva su temperatura de entrada bajo un proceso de transferencia de calor, este proceso de calentamiento de la emulsión tiene como finalidad ocasionar un choque de moléculas acelerando más la separación entre el petróleo y el agua. Al avanzar por el sistema, el crudo llega al patio de tanques donde pasa inicialmente a un tanque de separación de petróleo y agua, conocido como tanque de lavado, y de allí pasa a los tanques de almacenamiento (Aguirre, 2010).

Los principales tipos de separadores gas-líquido utilizados en el tratamiento de gases (en términos del principio de funcionamiento) son: la gravedad, separadores de inercia, rejilla, centrífuga, malla y filtro. A menudo se combinan dos o más tipos para el tratamiento. La eficiencia de la separación de partículas se caracteriza por la ecuación (1.1) para precipitación de partículas bajo fuerzas gravitacionales (Ageev *et al.*, 2019; Krzemianowski *et al.*, 2020).

$$\eta = f(\text{Re}; \text{Stk} / \text{Fr}) \quad (1.1)$$

Donde:

Re: número de Reynolds; Stk: número de Stokes; Fr: número de Froude.

Existen diferentes tratadores para separar el agua del petróleo, ya sea que esta se encuentre como agua libre o emulsión. Estos tratadores son diseñados para manejar velocidades de flujo estimadas, con unas composiciones determinadas y a unas condiciones de operación establecidas para el proceso, buscando siempre lograr la mejor eficiencia.

- Los tanques de compensación se utilizan como una etapa adicional de separación y medición. Estos fueron diseñados originalmente como un dispositivo de segunda etapa de separación. Es un recipiente de compartimento único presurizado con una presión de trabajo máxima de

345 kPa y una válvula de control de presión en la salida de gas. Al igual que un tanque para calibrado hay mirillas para determinar los niveles de líquidos y también tienen alarmas de alto y bajo nivel. Una característica principal es la línea de salida de gas, que se ejecuta de forma independiente de la ventilación atmosférica, a un lugar seguro lejos del personal y las posibles fuentes de ignición.

- Eliminadores de agua libre (FWKO, por las siglas en inglés de *free water knockout*). Son recipientes a presión utilizados para remover grandes cantidades de agua libre (no emulsionada) de la corriente de crudo que se asienta fácilmente en menos de cinco minutos. En el interior de estos elementos, se cuenta con baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia que facilitan la separación del agua por la acción de la fuerza de gravedad (Ríos y Bajara, 2015).
- Tratadores termos electrostáticos. Algunos tratadores térmicos horizontales adicionan una rejilla electrostática en la sección de coalescencia. El patrón de flujo en un tratador electrostático es prácticamente el mismo que en un tratador térmico horizontal, excepto que una rejilla electrostática se adiciona en la sección de coalescencia – asentamiento, la cual ayuda a promover la coalescencia de las gotas de agua. La sección electrostática tiene dos o más electrodos, uno adherido al tratador y otro suspendido mediante aislantes (Ríos y Bajara, 2015; Sellman y Mandewalkar, 2016).
- Los tratadores térmicos ofrecen costos de instalación más bajos, proporcionan mayor eficiencia de calentamiento y presentan una mayor eficiencia global. Por otro lado, son más complicados de operar, suministran menos espacio de almacenamiento para sedimentos y son más sensibles a los químicos. Debido a que los tratadores térmicos son más pequeños que los otros tratadores, sus tiempos de retención son mínimos (de 10 a 30 minutos) (Ríos y Bajara, 2015).

Según Martins y Morooka (2017) el separador trifásico es el equipo principal para la separación primaria del gas y el petróleo en el fluido que viene de la boca del pozo. Hay diferentes configuraciones de separador, pero cada disposición es específica de una condición operativa dada. Los vasos horizontales son los más

económico para la separación normal de agua y petróleo, particularmente donde puede haber problemas con emulsiones y espuma.

1.1.3. Serpentes sumergidos

Se ha informado que el gas natural licuado mundial se utiliza en varios tipos de vaporizadores: el 70 % utiliza el vaporizador de rejilla abierta, el 25 % utiliza el vaporizador de combustión sumergida (SCV, por sus siglas en inglés) y el 5 % utiliza el vaporizador de fluido intermedio. Además de los vaporizadores mencionados anteriormente, el vaporizador de aire ambiente, también se ha utilizado en estaciones de gasificación más pequeña (Pan *et al.*, 2019).

El SCV es un tipo de intercambiador de calor de alta eficiencia que utiliza el gas de combustión como fuente de calor para vaporizar gas natural licuado por lo que es ampliamente utilizado como unidades de emergencia en terminales receptoras de gas natural licuado y como carga máxima unidades para sistemas de gas de ciudad (Pan *et al.*, 2019).

SCV es un dispositivo de vaporización indirecta con el quemador y el haz de tubos de acero inoxidable, todo contenido dentro de un tanque de agua. El diseño se basa en el principio de escape sumergido, en el que los gases de combustión se hacen burbujear directamente en el baño de agua y esta última sirve como medio intermedio para vaporizar el gas natural licuado dentro del serpentín. El vapor de los productos de combustión se condensa en agua líquida y libera mucho calor latente (Han *et al.*, 2018).

Los intercambiadores de serpentines sumergidos se usan para tanques y pueden operar por convección natural o forzada. Su uso se encuentra muy extendido debido a su bajo costo y al buen rendimiento del intercambio, así como a la facilidad para ser limpiados exteriormente (Shilling, 1999). La limpieza interior generalmente no es problema, ya que la aplicación más frecuente es para calentamiento, generalmente con vapor. Sin embargo, Holman (1994) advierte sobre el peligro por corrosión de los serpentines a causa del uso del vapor.

El serpentín de tubos proporciona uno de los medios más baratos de obtener superficie para la transferencia de calor. Un intercambiador de serpentín es un simple tubo que se dobla en forma helicoidal y se sumerge en el líquido. Los

serpentines helicoidales de cualquier tipo se instalan frecuentemente en recipientes cilíndricos verticales, ya sea con agitador o sin él, y siempre se provee de espacio entre el serpentín y la pared del recipiente para circulación (Holman, 2002).

Los serpentines de doble espiral pueden instalarse dentro de corazas con sus conexiones pasando a través de estas o sobre su tapa. Tales aparatos son similares a un intercambiador tubular, aunque limitados a pequeñas superficies. Otro tipo de serpentín es el de espiral plano, que es un espiral enrollado en un plano de manera que se puede localizar cerca del fondo de un recipiente para transferir calor por convección libre. Ejemplos de este tipo de serpentines se muestran en la siguiente figura (Kern, 1999):

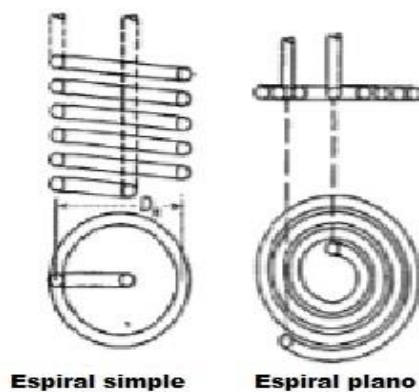


Figura 1.1 Serpentines espiral enrollado

Los serpentines helicoidales se usan normalmente para el calentamiento en tanques y puede operar por convección natural o forzada. La construcción de estos es de bajo costo y rápida, aunque requiere técnicas especiales para evitar que el tubo se colapse dando secciones elípticas que reducen el área de flujo.

El rendimiento del intercambio es bueno y son fáciles de limpiar exteriormente. La limpieza interior generalmente no es problema, ya que la aplicación más frecuente es para calentamiento, generalmente con vapor. El vapor no ensucia, pero es bastante corrosivo (Kern, 1999; Holman, 2002).

El diseño adecuado de los sistemas térmicos, depende significativamente de la correcta selección de las correlaciones y de los parámetros de transferencia de calor empleados. Si se aplica la correlación inadecuada en la fase de diseño, puede causar una estimación excesiva o insuficiente de la capacidad de

transferencia de calor (intercambiadores de calor, hornos de proceso, etc.) (Jacimovic *et al.*, 2018).

La conductividad térmica es el principal factor de influencia en el control de tasa de transferencia de calor. Con el aumento del número de Reynolds, el efecto de la conductividad térmica en la transferencia de calor se vuelve menos considerable. Por otro lado, la importancia de otros mecanismos incluyendo movimiento browniano de nanopartículas, migración de las nanopartículas y la reducción del grosor de la capa límite, se vuelve más tangible en el aumento de la tasa de transferencia de calor. Además, en mayor tasa de número de Reynolds, los efectos de dispersión y turbulencias el movimiento conduce a un aumento en las fluctuaciones de fluidos y la tasa de transferencia de calor (Hormozi *et al.*, 2016; Delouei *et al.*, 2019).

1.2. Fenómenos de transporte y ley de Stokes

La transferencia de masa y el flujo de sistemas dispersos son problemas importantes en los procesos químicos, tecnologías petroquímicas y de refinación de petróleo. El intercambio de masa es la base de una variedad de procesos de separación. Al mismo tiempo, el intercambio de masa acompaña a muchos procesos térmicos (cristalización, condensación y evaporación), procesos químicos con intercambio interfásico (heterogéneo y reacciones homogéneas) y fenómenos físicos (coagulación, fragmentación, aglomeración y sedimentación) (Kelbaliyev *et al.*, 2020).

La transferencia de calor por convección forzada se ha estudiado experimentalmente. Galvao *et al.* (2015) analizó la convección forzada en pozos direccionales y verticales y propuso una ecuación numérica de Nusselt basada en tres regímenes de flujo que son: laminar, transitorio y turbulento. Según el experimento, las comparaciones entre el cálculo y la medición de los sensores de fondo del pozo, muestran resultados consistentes y satisfactorios que están por debajo de 10 °C. Bianco, Nardini y Manca (2011) investigaron la transferencia de calor de los nanofluidos de flujo de convección forzada turbulenta en tubos de sección cuadrada. La inclusión de nanopartículas produjo un aumento considerable en la transferencia de calor en comparación con el fluido base, el experimento también concluyó que la mejora de la transferencia

de calor aumentó con la concentración del volumen de partículas. Togun *et al.* (2014) estudió la transferencia de calor del flujo de aire en una tubería anular y demostró que un aumento del número de Reynolds afectará el aumento del número de Nusselt. Skocilasová, Skocilas y Soukup (2018) propusieron varias ecuaciones numéricas de Nusselt con condiciones severas para predecir la convección forzada de un tubo pequeño insertado perpendicularmente en la tubería grande. Manca, Nardini y Ricci (2011) investigaron la convección forzada por agua en canales con costillas transversales de diferentes formas para encontrar la configuración óptima en términos de altos coeficientes de transferencia de calor y bajas pérdidas.

El número de Nusselt (Nu) es igual al gradiente de temperatura adimensional en la superficie y proporciona una medida de la transferencia de calor por convección que ocurre en la superficie (Incropera *et al.*, 2007).

La constante de ecuación empírica de números de Nusselt se pudo obtener mediante el uso de regresión lineal de variables múltiples (Gunawan *et al.*, 2019).

$$Nu = 0,06 Re^{0,65} Pr^{0,36} \quad (1.2)$$

Se han realizado algunas investigaciones para predecir el número de Nusselt relacionado con la transferencia de calor con un experimento de convección forzada. Las constantes de la ecuación numérica de Nusselt son diferentes según las condiciones de flujo de fluido, la geometría y el tipo de fluido de la siguiente manera:

1. $Nu = 0,023 Re^{0,8} Pr^{0,33} \quad (1.3)$

Propuesto por Galvao *et al.* (2015) para predecir el número de Nusselt en los pozos productores.

2. $Nu = 0,021 Re^{0,8} Pr^{0,5} \quad (1.4)$

Propuesto por Bianco *et al.* (2011) para predecir el número de Nusselt de flujo de convección turbulento de nanofluidos en tubos de sección cuadrada con un rango de número de Reynolds de 5 000 a 100 000 y una concentración de nanopartículas de 1 %, 4 % y 6 %

$$3. \quad Nu = 0,023 Re^{0,8} Pr^{0,4} \quad (1.5)$$

Según Togun *et al.* (2014) para medir la transferencia de calor en el anillo de la tubería utilizando aire como fluido refrigerante y el número de Reynolds entre 17 050 y 45 545.

$$4. \quad Nu = 0,25 Re^{0,8} Pr^3 \quad (1.6)$$

Propuesta por Skocilasova *et al.* (2018) para predecir el número de Nusselt dentro del flujo del anillo con agua como líquido refrigerante y el número de Reynolds entre 3 000 y 35 000 y el número de Prandtl es 7

$$5. \quad Nu = 0,024 Re^{0,8} Pr^{0,4} \quad (1.7)$$

Propuesto por Manca *et al.* (2011) para predecir la convección en el flujo turbulento que usa agua como fluido refrigerante dentro de la tubería con un diámetro hidráulico de 20 mm y un número de Reynolds entre 20 000 y 60 000.

El número de Reynolds es un número adimensional que representa la relación entre la inercia y las fuerzas viscosas, si el número de Reynolds es pequeño, las fuerzas de inercia son insignificantes en relación con las fuerzas viscosas. Las perturbaciones se disipan y el flujo permanece laminar. Sin embargo, para un gran número de Reynolds, las fuerzas de inercia pueden ser suficientes para amplificar los mecanismos de activación, y se produce una transición a la turbulencia (Incropera *et al.*, 2007). Galvao *et al.* (2015) sugiere que el flujo turbulento ocurre cuando el número de Reynolds es superior a 4 000.

El número de Prandtl es un número adimensional que representa una relación entre la difusividad de momento y la difusividad térmica. Este proporciona una medida de la efectividad relativa del impulso y el transporte de energía por difusión en las capas límite de velocidad y térmicas, respectivamente (Incropera *et al.*, 2007).

La conductividad térmica es la característica de transporte de calor más importante del crudo, esta se puede evaluar utilizando técnicas de prueba de estado, así como técnicas de prueba transitorias. Las técnicas de prueba de estado estable requieren más tiempo y son más complejas en experimentación, mientras que las pruebas transitorias son relativamente más frecuente y

adoptable. Los coeficientes de transferencia de calor por convección pueden ser considerado como el efecto general de todo el transporte de calor, características del petróleo como la densidad, viscosidad específica, capacidad térmica y conductividad o difusividad térmica (Srivastva *et al.*, 2018).

1.2.1. Ley de Stokes

Stokes hizo el primer avance en el cálculo del arrastre fluido, también llamado *ley de Stokes*, que define el *arrastre de Stokes* F_D en una partícula esférica de diámetro d como:

$$F_D = 3 \pi \mu U d \quad (1.8)$$

Donde μ es la viscosidad dinámica del fluido y U es la velocidad de la corriente libre. La ecuación es válida cuando el número de Reynolds de la partícula $Re (= \frac{Ud}{\nu})$ sigue siendo menor que la unidad, donde ν es la viscosidad cinemática del fluido ($= \frac{\mu}{\rho_f}$) y ρ_f es la densidad de masa del fluido (Dey *et al.*, 2019).

Las aplicaciones de la ley de Stokes son de largo alcance. Esta ley fue aplicada por Millikan en su experimento de gota de aceite para determinar la carga de un electrón. Además, la ley de Stokes es clave prerequisite para comprender una amplia variedad de procesos físicos; por ejemplo, nadar de microorganismos, tiempo de residencia de materiales volcánicos y sedimentación de pequeñas partículas en aire y agua. Esta ley ha seguido siendo una regla de oro, durante más de 16 décadas, al estimar la velocidad de caída terminal para $Re < 1$ (Luo *et al.*, 2018; Dey *et al.*, 2019; Mohammadi, 2019).

La ley de Stokes predice la velocidad de sedimentación de una gota de agua producida en un petróleo crudo:

$$V_s = d^2 \frac{(\delta_w - \delta_0)}{18\nu} g \quad (1.9)$$

Donde:

V_s : velocidad de sedimentación, $[m/s]$.

d : diámetro de la gota de agua producida, $[m]$.

g : constante gravitacional, 9.81, $[m/s^2]$.

δ_w : densidad del agua producida, $[kg/m^3]$.

δ_0 : densidad del petróleo crudo, $[kg/m^3]$.

ν : viscosidad del petróleo crudo, [$N\ sm^{-2}$]. (Sellman y Mandewalkar, 2016).

Teniendo en cuenta que el objetivo principal del tratamiento de deshidratación es lograr una efectiva sedimentación de las gotas de agua en el menor tiempo posible, la ley de Stokes, estudia el movimiento de una partícula rígida en el seno de un fluido (esta suposición funciona de manera adecuada para partículas de aceite mayores a $10\ \mu m$). La expresión general de la ley de Stokes se representa de la siguiente manera:

$$V_s = \frac{2}{9} * \frac{g\ r^2\ (\rho_w - \rho_o)}{\mu_c} \quad (1.10)$$

De donde:

V_s : Velocidad de sedimentación, [m/s].

g : Aceleración de la gravedad, [m/s^2].

r : Radio de las gotas de agua dispersas en el crudo, [m].

ρ_w : Densidad del agua, [kg/m^3].

ρ_o : Densidad del crudo, [kg/m^3].

μ_c : Viscosidad de la fase continua, [cP] (Ríos y Bajara, 2015).

1.3. Estimación de propiedades del petróleo crudo

El procedimiento de todos los cálculos de ingeniería de yacimientos requiere un buen conocimiento físico del fluido, sus propiedades. Dichas propiedades representan herramientas importantes en la predicción del rendimiento del yacimiento. Estos incluyen cálculos de balance de materiales, estimaciones de reservas, pruebas de pozos y simulaciones numéricas de yacimientos. Ellos también se han considerado características cruciales en la operación de producción y diseño, y en la economía del proceso. Dos métodos son ampliamente utilizados para su determinación, estas son: Ecuaciones de Estado (EOS, por sus siglas en inglés), y, correlaciones presión-volumen-temperatura (PVT). Las ecuaciones de estado se basan en el conocimiento detallado de la composición de los fluidos del yacimiento. Sin embargo, tales datos experimentales no siempre están disponibles porque son caros y representan una pérdida de tiempo. Por otro lado, las correlaciones PVT se determinan a partir de estudios de laboratorio en muestras recolectadas del fondo del pozo o

de la superficie, y se basan en datos de campo fácilmente medibles: presión y temperatura del depósito; gravedad específica de petróleo y gas. La ventaja de las correlaciones PVT es que derivada empíricamente se puede usar para predecir propiedades para lo cual hay muy poca información experimental disponible (Ramírez *et al.*, 2017; El-Hoshoudy, 2019).

Hay muchas correlaciones empíricas para predecir diferentes propiedades de PVT como R_s y factor de volumen de formación que atraen atención de investigadores e ingenieros, por lo que se llevaron a cabo numerosos estudios experimentales que suelen ser difíciles y costosos, resultando en un gran volumen de publicaciones (Dutta y Gupta, 2010). Fueron desarrollados usando regresión múltiple lineal o no lineal o técnicas gráficas.

La importancia de los métodos matemáticos y de correlación es obvia. Permanente (citado por Nabipour y Baghban, 2019) propuso algunas correlaciones empíricas para pronosticar la presión del punto de burbuja (P_b) y el volumen de formación de petróleo factor (B_o). Glaso (citado por Nabipour y Baghban, 2019) predijo P_b basado en la correlación empírica. Perosky *et al.* (citado por Nabipour y Baghban, 2019) utilizó correlaciones para estimar P_b y B_o del petróleo crudo. Tohidi-Hosseini *et al.* (2016) desarrollaron el enfoque de una máquina de vectores con soporte de mínimos cuadrados (LSSVM) para pronosticar R_s por gravedad específica de gas, la temperatura, la presión del punto de burbuja, y API de petróleo. Arabloo *et al.* (2015) propuso dos correlaciones para P_b y B_o de la estimación del petróleo crudo.

Los métodos de inteligencia artificial se han utilizado ampliamente en diferentes investigaciones (Baghban *et al.*, 2017; Abdi-Khanghah *et al.*, 2018; Keybondorian, Soulgani, y Bemani, 2018; Razavi *et al.*, 2019). En el estudio actual, el sistema de interferencia neuro-difusa adaptativa (ANFIS) como un enfoque innovador se utilizó para pronosticar R_s en función de la temperatura, P_b , API de petróleo y gravedad específica de gas (Nabipour y Baghban, 2019).

Investigadores utilizaron redes neuronales artificiales (ANN, por sus siglas en inglés) para desarrollar correlaciones PVT más precisas (Osman, Abdel-Wahhab y Al-Marhoun, 2001; Numbere, Aзуibuike y Ikiensikimama, 2013; Alakbari,

Elkhatny y Baarimah, 2016) Modelos PVT basados en una ANN entrenada con éxito puede ser una herramienta excelente y confiable para la predicción de las propiedades PVT del petróleo crudo. Los ANN son biológicamente inspirados, no algorítmicos, no digitales, masivamente paralelos, distributivos y adaptativos sistemas de procesamiento de información. Las interconexiones masivas en el ANN producen una gran cantidad de grados de libertad o parámetros de ajuste y, por lo tanto, pueden permitirle capturar mejor la no linealidad del sistema que las técnicas de regresión convencionales. Se asemejan al cerebro en la adquisición de conocimiento a través del aprendizaje proceso, y el almacenamiento de conocimiento de las fortalezas de conexión entre neuronas (Ramírez *et al.*, 2017; Rammay y Abdulraheem, 2017).

La predicción de las propiedades del petróleo crudo sigue siendo un tema esencial para las refinerías. Entre los métodos de aprendizaje automático, la máquina de vectores de soporte SVM se basa en estadísticas teoría del aprendizaje y el principio de mínimo de riesgo estructural, y funciona mejor en problemas de aprendizaje de muestra pequeña con simple estructura y fuerte capacidad de generalización. Algunos estudios tienen SVM aplicado como modelo de predicción de propiedades en el análisis de petróleo crudo. Chamkalani *et al.* (2015), propuso un modelo SVM de "dos parámetros" para diagnosticar la estabilidad de asfaltenos en el petróleo crudo y el resultado de la simulación mostró una desviación relativa absoluta promedio de 0,6 % y un coeficiente de correlación al cuadrado de 0,722. Kamari *et al.* (2016), evaluó las entalpías de vaporización de fracciones de petróleo con una máquina de vectores con soporte de mínimos cuadrados (LSSVM), que tiene una ventaja en precisión y confiabilidad sobre modelos previamente reportados. Varamesh *et al.* (2017), probó el modelo LSSVM para estimar puntos de ebullición de fracciones de petróleo crudo y demostró la aplicación de los modelos desarrollados (Bi y Qiu, 2019; Kamari *et al.*, 2019).

Otra de las propiedades del petróleo crudo es la viscosidad, la cual tiene un origen molecular y se comporta de manera diferente a otras propiedades aditivas (por ejemplo, peso molecular, densidad, contenido de impurezas). En otras palabras, la viscosidad no sigue un comportamiento lineal. Aunque hay varias reglas disponibles en la literatura, el problema surge al decidir qué regla de

mezcla se adapta mejor al conjunto específico de datos experimentales. Por eso hoy en día, la estimación de la viscosidad de las mezclas de petróleo crudo es uno de los problemas más difíciles en todo el dominio de la estimación de la propiedad (Ancheyta *et al.*, 2019).

Las reglas más aplicadas fueron examinadas y clasificadas en cinco categorías (reglas de mezcla puras, reglas de mezcla con índice de mezcla de viscosidad, reglas de mezcla con parámetros adicionales, mezcla de reglas con parámetros de interacción binaria y mezcla de reglas con un exceso de función) (Ancheyta *et al.*, 2019).

El transporte por tubería es altamente técnico y operación compleja, que requiere valores específicos de viscosidad del petróleo crudo. Además de la viscosidad, la concentración y el tipo de asfaltenos deben ser evaluados para evitar problemas de incompatibilidad durante la mezcla de crudos e inestabilidad durante el almacenamiento. El rango más común es 0,00025–0,0004 m²/s como máximo para el transporte de cualquier petróleo crudo, en una determinada temperatura, por ejemplo, 37,8 °C (100 °F), con un valor correspondiente de gravedad API alrededor de 16 °. Aunque la viscosidad puede cambiar dependiendo del crudo, para fines de transporte, valores superiores a 0,0004 m²/s a 37,8 °C dificultará la movilidad en todo el sistema de tuberías (Ancheyta *et al.*, 2019).

1.4. Métodos numéricos para la solución de ecuaciones diferenciales (ordinales y/o parciales)

Las ecuaciones diferenciales ordinarias aparecen principalmente en problemas de ciencia e ingeniería. Aunque es posible derivar fórmulas de solución para algunas ecuaciones diferenciales ordinarias, muchas ecuaciones diferenciales que surgen en las aplicaciones son tan complicados que no es práctico tener fórmulas de solución. Incluso cuando la fórmula de la solución está disponible, puede involucrar integrales que solo pueden calcularse usando una fórmula de cuadratura numérica. En cualquier situación, los métodos numéricos proporcionan una poderosa herramienta alternativa para resolver la ecuación diferencial (Atkinson *et al.*, 2009).

Hay varios métodos numéricos para resolver los problemas de valor inicial de las ecuaciones diferenciales ordinarias. Los métodos clásicos como el método de Euler y los métodos explícitos de Runge-Kutta, son conocidos por proporcionar soluciones numéricas con baja precisión (Burden *et al.*, 2010), mientras que el Runge-Kutta implícito da una alta precisión para los resultados numéricos (Guo y Wang, 2009). Hay algunos métodos de alta precisión para las ecuaciones diferenciales ordinarias propuestos por Hairer *et al.*; Lambert; Stuart *et al.* (citados por Cheuprasert y Kanyamee, 2017).

El método numérico más simple para resolver el problema del valor inicial es el de Euler. No es un método numérico eficiente, pero muchas de las ideas involucradas en la solución numérica de ecuaciones diferenciales se introdujeron con él (Atkinson *et al.*, 2009).

Los métodos espectrales se han utilizado con éxito para obtener las soluciones numéricas de ecuaciones diferenciales ordinarias y parciales. Las soluciones de los métodos son aproximadas por las ecuaciones diferenciales parciales de orden superior nominales (Canuto *et al.*, 2006; Hesthaven *et al.*, 2007; Kopriva, 2009; Shen *et al.*, 2011;). Los métodos de colocación espectral recientemente capturaron los intereses de muchos investigadores, ya que dan una precisión espectral a las soluciones, suavizándolas y reduciendo los errores numéricos (Yang y Wang, 2015; Cheuprasert y Kanyamee, 2017).

Las ecuaciones diferenciales fraccionarias (FDE) son generalizaciones de ecuaciones diferenciales ordinarias a un orden arbitrario. En comparación con las ecuaciones diferenciales de orden entero, las ecuaciones diferenciales fraccionarias muestran muchas ventajas sobre la simulación de problemas en biología de sistemas, física, hidrología, química, bioquímica y finanzas. Como la mayoría de los modelos fraccionales no pueden resolverse analíticamente, muchos investigadores recurren al desarrollo de métodos numéricos eficientes y confiables para FDE. Cui (2009) presentó métodos compactos de diferencias finitas para resolver la difusión fraccional y la difusión fraccional de tiempo. Chen *et al.* (2010) propuso el método Kansa, que pertenece a las funciones de base radial método de colocación para resolver ecuaciones de difusión fraccional. Jumarie (2010) empleó el modificado método derivado de Riemann-Liouville para resolver una clase de ecuaciones parciales fraccionarias. Chen *et al.* (2012) propuso y desarrolló el método de separación

de variables al construir el esquema de diferencia implícita para la ecuación de onda de difusión fraccional ecuación con amortiguamiento. Bueno-Orovio *et al.* (2014) han considerado el uso de métodos espectrales de Fourier para ecuaciones de reacción-difusión fraccionarias en el espacio. Tian *et al.* (2014) aplicó la colocación espectral método para resolver numéricamente problemas no locales. Meerschaert y Tadjeran (2015) presentaron prácticas de métodos numéricos para resolver el espacio unidimensional FADE con coeficientes variables en un finito dominio. Liu *et al.* (2015) transformó la ecuación fraccional espacial de Fokker-Planck en un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias (método de líneas), que luego se resolvió mediante diferenciación hacia atrás fórmulas. Momani y Odibat (2015) desarrollaron dos algoritmos confiables, la descomposición del método de Adomian y método de iteración variacional, para construir soluciones numéricas del espacio-tiempo FADE en la forma de una serie rápidamente convergente con componentes fácilmente computables. Según Dehghan *et al.* (2016) la homotopía el método de análisis se aplica para resolver ecuaciones diferenciales parciales fraccionales no lineales. Cifani *et al.* (2016) han considerado el método discontinuo de Galerkin para la convección-difusión fraccionada degenerada ecuaciones (Rahimkhani y Ordokhani, 2018; Li y Chen, 2018).

Conclusiones parciales del capítulo 1:

- En el tratamiento del petróleo crudo las emulsiones de agua en petróleo crudo representan un grave problema en las operaciones de producción y transporte, por lo que se aplica un método de tratamiento termoquímico, el cual se basa en la adición de sustancias químicas demulsificantes.
- Las sustancias demulsificantes tienen la propiedad de debilitar la acción de las sustancias emulsificadoras naturales de las emulsiones agua-petróleo y favorece la separación de las fases.
- Entre los equipos empleados en el proceso de tratamiento del crudo, los que más se usan son los *treaters* para separar los fluidos producidos de pozos de petróleo y gas en componentes líquidos y gaseosos.
- Los métodos más importantes de estimación de propiedades son las ecuaciones de estado y las correlaciones presión-volumen-temperatura.

- Los métodos numéricos más usados para resolver los problemas de valor inicial de las ecuaciones diferenciales ordinarias son los de Euler y Runge-Kutta.

Capítulo 2: Metodología de la investigación

En este capítulo se explica la metodología de la investigación que se utiliza para crear un modelo de simulación que permita calcular la cantidad de vapor y el tiempo de calentamiento necesario para alcanzar la calidad deseada del crudo, en un tanque de tratamiento de petróleo en la planta de procesamiento de crudo de la EPEP-Centro. Además, se describen con detalles los métodos, técnicas y procedimientos que se utilizan para llevar a cabo el análisis, solución y caracterización del objeto de estudio de la investigación.

2.1. Descripción del proceso tecnológico de producción de petróleo de la EPEP-C

La UEB de Producción cuenta con cuatro estaciones (Anexo 1): Planta de Procesamiento del Crudo (Batería Central); Estación Cabecera del Oleoducto (ECO); Planta de Tratamiento de Residuales y la Planta de Generación de Vapor (Sala de Calderas).

El petróleo crudo, previamente tratado con demulsificantes, es bombeado desde las estaciones de bombeo hacia la planta de procesamiento de crudo (PPC), perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro), con el objetivo de eliminar el agua, sedimentos y gas del crudo, de forma tal que se alcancen los índices de calidad requeridos para posteriormente bombearlo por el Oleoducto Magistral hacia la Empresa Comercializadora de Combustibles Matanzas (ECCM).

En dicha planta, el crudo llega como un fluido único a los intercambiadores de calor con el objetivo de elevar su temperatura a la entrada del proceso de forma eficiente hasta unos 90 °C, garantizando una mejor separación del gas en las Balas Separadoras, para posteriormente continuar el trasiego por gravedad hacia el tanque 6, donde aún se elimina el gas que contiene éste. El crudo se bombea del tanque 6 a uno de los tanques estáticos de 5 000 m³, 10 000 m³ y 20 000 m³. El objetivo de la etapa es la culminación del tratamiento para lograr los parámetros de calidad requeridos, donde el crudo se calienta con vapor mediante una cama de serpentines y se deja reposar hasta alcanzar los

parámetros requeridos para su venta (*basic sediments and water (BSW)*), menor o igual que 2 %).

2.1.1. Descripción del caso de estudio

El presente trabajo se realiza en un tanque de tratamiento estático 8 de la planta de procesamiento de crudo. En este tanque se realiza la etapa final del tratamiento del petróleo, donde se elimina la mayor parte del contenido de impurezas, esencialmente agua y sedimentos. Este proceso ocurre mediante la acción de sustancias demulsificantes, las cuales tienen como propósito disminuir las tensiones superficiales existentes entre el agua y el petróleo, lo que permite a las pequeñas gotas de agua formar flóculos, que precipitan al fondo del tanque por diferencia de densidades.

El petróleo entra al tanque 8 por la columna desgasificadora central de tanque, que permite la eliminación de los vapores remanentes en el crudo, trabajando a presiones muy bajas. Estos vapores van por la línea de 8" hacia la cámara colectora de gas del propio tanque.

Cuando el nivel de petróleo sobrepasa el nivel de los serpentines, se suministra vapor a través de estos para calentar el crudo hasta alcanzar temperaturas entre 80 y 90 °C, el condensado se inyecta en el interior del tanque. El agua sufre un proceso de decantación durante el llenado del tanque que se completa durante el reposo del mismo. Esa agua, depositada en el fondo del tanque, es drenada por gravedad hacia el sistema de residuales de la instalación. Una vez que se da por concluido el llenado del tanque y que previamente se haya cerrado el vapor, este se deja en reposo hasta que alcance 2 % de BSW requerido para trasegarlo hacia la ECO. Para conocer si el crudo posee dicha especificación de calidad se toman muestras al término del llenado del tanque. Luego es bombeado por el oleoducto magistral hacia la Empresa Comercializadora de Combustibles Matanzas.

2.2. Caracterización de la infraestructura del tanque estático de la planta de procesamiento de crudo

Parámetros y características fundamentales del tanque 8:

- Perímetro: 107,40 m

- Altura del tanque: 12 m.
- Diámetro interior: 34,188 m.
- Diámetro de la línea de entrada de petróleo hasta el centro del tanque: 406 mm (16").
- Diámetro de la línea de salida superior de petróleo: 406 mm (16").
- Altura de la salida superior de petróleo: 6,5 m.
- Diámetro de la salida intermedia de petróleo: 406 mm (16").
- Altura de la salida intermedia de petróleo: 3,5 m.
- Diámetro de la salida inferior de petróleo: 406 mm (16").
- Altura de la salida inferior de petróleo: 2,5 m.
- Diámetro de la salida hasta sala de bombas: 406 mm (16").
- Diámetro de la línea de drenaje: 203 mm (8").
- Diámetro de la columna central: 1 219 mm (48").
- Altura del toma muestra superior: 6,3 m.
- Altura del toma muestra intermedio: 3,3 m.
- Altura del toma muestra inferior: 2,3 m.
- Tipo de trampas de vapor: Cubeta invertida
- N_o de válvulas y cámaras de presión y vacío: 4.
- Diámetro de las válvulas de presión y vacío: 203 mm (8").
- Diámetro de las cámaras de espuma: 152 mm (6").
- 2 registros en el techo de tanque de: 406 mm (16").
- Volumen de la línea de salida de petróleo hasta sala de bombas: 15 m³.
- Volumen operacional del tanque: 9 500 m³.
- Anillo de enfriamiento: Dos semianillos en la parte superior de la envolvente de: 76 mm (3" con 46 rociadores).

Sistema de calentamiento del tanque:

El tanque está compuesto de 4 mazos de tubos (Anexo 2):

1. Mazos 1 y 4:
 - Los mazos del serpentín son espejo
 - Longitud del tubo: 15 m

- Diámetro del tubo: 4"
- 18 tubos de 4" distribuidos a 285 mm de separación y 855 mm de espacio para las columnas de soporte de techo.
- Distancia entre soportes: 14,2 m
- Ancho entre soportes: 5,6 m

2. Mazos 2 y 3:

- Longitud del tubo: 22 m
- Diámetro del tubo: 4"
- 18 tubos de 4" distribuidos a 285 mm de separación y 855 mm de espacio para las columnas de soporte de techo.
- Distancia entre soportes: 21,1 m
- Ancho entre soportes: 5,6 m
- Altura de los soportes: 4,65 m (la parte más alta) y 3,5 m (la parte menor).

2.3. Desarrollo del modelo de perfil de temperatura

El cuerpo del tanque está constituido por un cilindro vertical. Para cualquier ángulo se observa, aproximadamente, el mismo perfil de temperaturas. Es por ello que para su representación se puede emplear una vista frontal rectangular (área sombreada). A esta área le corresponde un modelo de coordenadas cartesianas para la representación del sistema.

En la figura 2.1 se representan gráficamente las coordenadas del tanque, donde se observa un corte transversal.

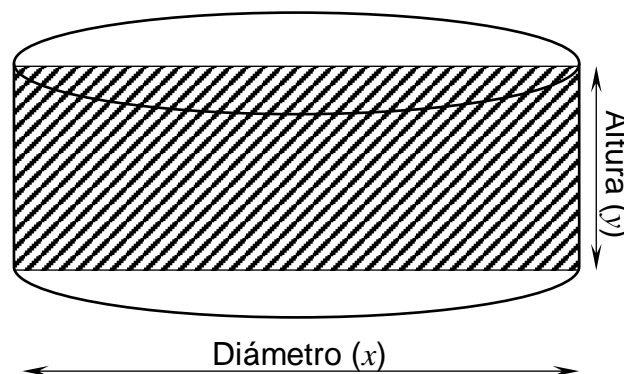


Figura 2.1: Representación gráfica del modelo en coordenadas cartesianas.

Donde:

y: altura del tanque

x: diámetro del tanque

Según la teoría o técnica básica para la elaboración del modelo se selecciona la modelación fenomenológica con nivel de descripción microscópico, considerando que el movimiento del fluido es en régimen laminar debido solo a la convección libre. En este nivel se pueden obtener los detalles internos del sistema, siendo el objetivo de la aplicación de esta investigación obtener el perfil de temperatura y con él, la velocidad de transferencia de calor en régimen transitorio y el consumo de vapor de calentamiento.

2.3.1. Modelo fenomenológico para el balance de energía

A partir de la siguiente ecuación de energía en función de las densidades de flujo de energía y de cantidad de movimiento para coordenadas rectangulares se describe el perfil de temperatura (Bird *et al.*, 1979, ecuación A, tabla 10.2-2, página 10-10).

$$\rho C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + V_x \frac{\partial T}{\partial x} + V_y \frac{\partial T}{\partial y} + V_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = - \left[\frac{\partial q_x}{\partial x} + \frac{\partial q_y}{\partial y} + \frac{\partial q_z}{\partial z} \right] - T \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_\rho \left(\frac{\partial V_x}{\partial x} + \frac{\partial V_y}{\partial y} + \frac{\partial V_z}{\partial z} \right) - \left\{ \tau_{xx} \frac{\partial V_x}{\partial x} + \tau_{yy} \frac{\partial V_y}{\partial y} + \tau_{zz} \frac{\partial V_z}{\partial z} \right\} - \left\{ \tau_{xy} \left(\frac{\partial V_x}{\partial y} + \frac{\partial V_y}{\partial x} \right) + \tau_{xz} \left(\frac{\partial V_x}{\partial z} + \frac{\partial V_z}{\partial x} \right) + \tau_{yz} \left(\frac{\partial V_y}{\partial z} + \frac{\partial V_z}{\partial y} \right) \right\} \quad (2.1)$$

Donde:

$$-T \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_\rho \left(\frac{\partial V_x}{\partial x} + \frac{\partial V_y}{\partial y} + \frac{\partial V_z}{\partial z} \right) - \left\{ \tau_{xx} \frac{\partial V_x}{\partial x} + \tau_{yy} \frac{\partial V_y}{\partial y} + \tau_{zz} \frac{\partial V_z}{\partial z} \right\} - \left\{ \tau_{xy} \left(\frac{\partial V_x}{\partial y} + \frac{\partial V_y}{\partial x} \right) + \tau_{xz} \left(\frac{\partial V_x}{\partial z} + \frac{\partial V_z}{\partial x} \right) + \tau_{yz} \left(\frac{\partial V_y}{\partial z} + \frac{\partial V_z}{\partial y} \right) \right\} = Q \quad (2.2)$$

$$q_x = -k \frac{\partial T}{\partial x} \quad , \quad q_y = -k \frac{\partial T}{\partial y} \quad y \quad q_z = -k \frac{\partial T}{\partial z} \quad (2.3)$$

ρ : Densidad [kg/m^3]

C_p : Capacidad calorífica [$kJ/(kg \text{ } ^\circ C)$]

T: Temperatura [$^\circ C$]

t: Tiempo [s]

V : Velocidad [m/s]

k : Conductividad térmica [$W/m\ ^\circ C$].

q : Flujo de calor [W/m^2]

τ : Esfuerzo cortante [Pa]

Sustituyendo las ecuaciones 2.2 y 2.3 en 2.1 la ecuación quedaría

$$\rho C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + V_x \frac{\partial T}{\partial x} + V_y \frac{\partial T}{\partial y} + V_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = k \left[\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right] + Q \quad (2.4)$$

Para obtener la ecuación que describe el perfil de temperatura en el sistema se realizan una serie de consideraciones que conllevan a la simplificación del modelo.

Los mecanismos de transporte que intervienen en el sistema son la transferencia de calor y movimiento, estos ocurren simultáneamente en los ejes x y y . Se considera la convección libre debido al movimiento del petróleo en el tanque producto a la diferencia de densidades a causa de la variación de temperatura.

Teniendo en cuenta las condiciones del sistema se puede simplificar el modelo eliminando todos los términos de la ecuación que no tienen significado físico. Se muestran a continuación los términos que se simplifican y las justificaciones de estas simplificaciones

$\frac{\partial T}{\partial z}$ y $\frac{\partial^2 T}{\partial z^2}$: cualquier corte transversal por el centro que se le realice al tanque se tiene exactamente la misma representación ya que los serpentines cubren todo el fondo y se va obtener el mismo perfil de temperatura por lo que estas variables no tienen significado físico y puede despreciarse todo el término.

Q : esta variable representa el calor transferido a través de una superficie diferente a la frontera. En el caso del modelo objeto de estudio toda la energía se transfiere por las fronteras por lo que este término se puede eliminar de la ecuación.

Después de realizar las simplificaciones, el modelo resultante es el siguiente:

$$\rho C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + V_x \frac{\partial T}{\partial x} + V_y \frac{\partial T}{\partial y} \right) = k \left[\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right] \quad (2.5)$$

2.3.2. Pérdidas de calor en el tanque

Las pérdidas de calor en el tanque ocurren a través de las paredes verticales, tapa y fondo. Los coeficientes de estas pérdidas pueden ser estimados por las correlaciones de Nusselt para las diferentes geometrías (Incropera *et al.*, 2007).

- Paredes del tanque (placas verticales cilíndricas)

$$Nu_L = \frac{0,68 + 0,670 Ra_L^{1/4}}{\left[1 + \left(\frac{0,492}{Pr}\right)^{9/16}\right]^{4/9}} \quad (2.6)$$

- Tapa del tanque (placa horizontal que intercambia por la parte superior)

$$Nu_L = 0,54 Ra_L^{1/4} \quad (10^4 \leq Ra_L \leq 10^7) \quad (2.7)$$

$$Nu_L = 0,15 Ra_L^{1/3} \quad (10^7 \leq Ra_L \leq 10^{11}) \quad (2.8)$$

- Fondo (placa horizontal que intercambia por la parte inferior)

$$Nu_L = 0,27 Ra_L^{1/4} \quad (10^5 \leq Ra_L \leq 10^{10}) \quad (2.9)$$

Donde:

$$Ra_L = \frac{g \beta (T_s - T_\infty) D^3}{\nu \alpha} \quad (2.10)$$

$$Pr = \frac{c_p \mu}{k} \quad (2.11)$$

$$Nu = \frac{h D}{k} \quad (2.12)$$

Ra_L : número de Rayleigh, Pr : número de Prandal, Nu : número de Nusselt.

g : gravedad específica [m/s^2].

β : coeficiente de expansión térmica [K^{-1}].

D : diámetro [m].

T_s : temperatura de la superficie [$^\circ C$].

T_∞ : temperatura del aire [$^\circ C$].

ν : viscosidad cinemática [m^2/s].

α : difusividad térmica [m^2/s].

Cp : capacidad calorífica [$\frac{kJ}{kg} \text{ } ^\circ\text{C}$].

μ : viscosidad dinámica [$\frac{kg}{ms}$].

k : conductividad térmica [$W/m \text{ } ^\circ\text{C}$].

h : coeficiente de transferencia de calor [$W/ m^2 \text{ K}$].

2.3.3. Estimación de las propiedades físicas del petróleo

Los valores de las propiedades físicas del petróleo, se calculan a partir de las ecuaciones definidas por modelos matemáticos empíricos, aplicables a las mezclas de petróleo crudo sometidas a tratamiento termofísico del Yacimiento Varadero (Rizo, 2005).

$$\rho_p = 1005,8 - 0,526 T \quad (2.13)$$

$$k_p = 0,117 - 6,28 \cdot 10^{-5} T \quad (2.14)$$

$$Cp_p = 1739 + 2,5 T \quad (2.15)$$

$$\nu_p = 69387,145 e^{-0,06581492 T} \quad (2.16)$$

$$\mu_p = \nu_p \cdot \rho_p \quad (2.17)$$

Donde:

Tabla 2.1 Descripción de cada parámetro de las ecuaciones.

Símbolos	Descripción	Unidades de medida
Cp_p	Capacidad calorífica del petróleo crudo.	$kJ/kg \text{ } ^\circ\text{C}$
k_p	Conductividad térmica del petróleo.	$W/m \text{ } ^\circ\text{C}$
T	Temperatura del petróleo.	$^\circ\text{C}$
ν_p	Viscosidad cinemática del petróleo.	$m^2 s^{-1}$
μ_p	Viscosidad dinámica del petróleo.	kg/ms
ρ_p	Densidad del petróleo.	kg/m^3

2.4. Velocidad por convección natural

La fuerza motriz para la convección natural es la flotación, como resultado de diferencias en la densidad del fluido. Debido a esto, la presencia de una aceleración apropiada que surja como una resistencia a la gravedad, o una fuerza equivalente (fuerza de la centrífuga o fuerza de Coriolis), es esencial para la convección natural (Kays *et al.*, 2004).

El comportamiento de la convección natural es determinado por el número adimensional denominado Número de Rayleigh (Ra) (Donald y Gerald, 2002), según la ecuación 2.10.

La tendencia de un sistema convectivo natural hacia la turbulencia se obtiene a través del Número de Grashof.

$$Gr = \frac{g\beta\Delta TL^3}{\nu^2} \quad (2.18)$$

El movimiento de fluidos muy viscosos es restringido y la convección natural será no turbulenta.

La velocidad típica del fluido será del orden de $g\Delta\rho L^2/\mu$, elevado a un factor numérico dependiente de la geometría del sistema.

La convección natural es altamente dependiente de la geometría de la superficie caliente. Existen varias correlaciones para determinar el coeficiente de transferencia de calor. Una correlación que puede ser aplicada a una gran variedad de geometrías es la siguiente (Donald y Gerald, 2002; Kays *et al.*, 2004).

$$Nu = \left[Nu_0^{1/2} + Ra^{1/6} \left(\frac{f_4(Pr)}{300} \right)^{1/6} \right]^2 \quad (2.19)$$

En la ecuación anterior, el valor de $f_4(Pr)$ es calculado usando la siguiente expresión:

$$f_4(Pr) = \left[1 + \left(\frac{0,5}{Pr} \right)^{9/16} \right]^{-16/9} \quad (2.20)$$

Los valores de Nu_0 y la longitud característica usada para calcular el Número de Rayleigh se muestran en la tabla 2.2:

Tabla 2.2: Valores de Nu_0 y la longitud característica usada para calcular el Número de Rayleigh.

Geometría	Longitud característica	Nu_0
Plano inclinado	x (Distancia a lo largo del plano)	0,68
Disco inclinado	9D/11 (D= Diámetro)	0,56
Cilindro vertical	x (Altura del cilindro)	0,68
Cono	4x/5 (x = Distancia a lo largo de la superficie inclinada del cono)	0,54
Cilindro horizontal	$\pi D / 2$ (D= Diámetro del cilindro)	0,36 π

La transferencia de calor se puede modelar a través de la Ecuación de Navier-Stokes (Brodkey y Hershey, 1988; Finlayson, 2006), según la ecuación 2.5.

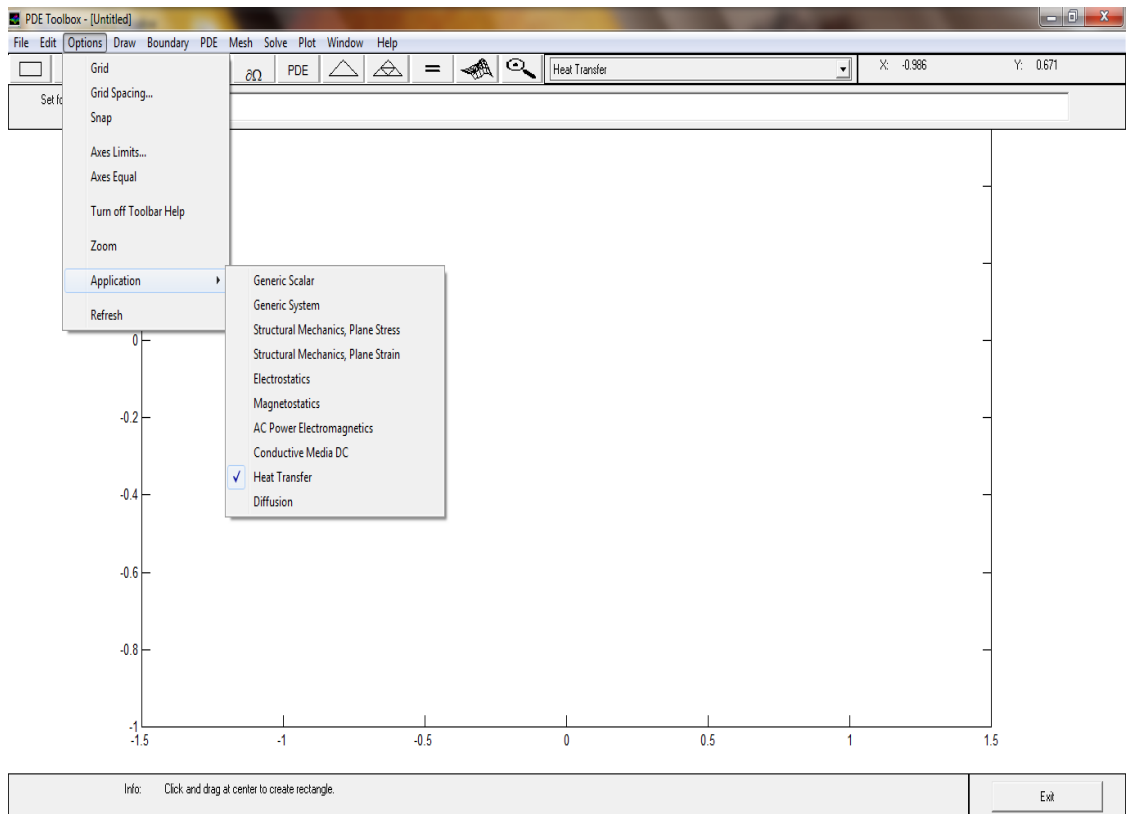
2.5. Metodología para la simulación de un tanque usando PDE Toolbox Matlab

2.5.1. Diseño gráfico del tanque

La metodología para el diseño gráfico en el *software* Matlab consta de los siguientes pasos:

1. Abrir el *software* Matlab.
2. Escribir el comando “pdetool” para activar la utilidad de ecuaciones diferenciales parciales y dar *enter*.

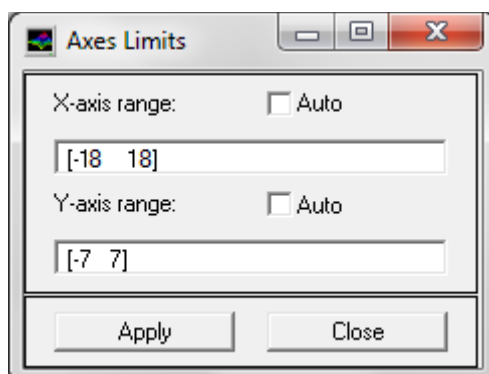
3. En el menú “Options” seleccionar “Aplicación/ Heat transfer”:



4. En el menú “Options” seleccionar “Axes limits”, se nos abre una pestaña en la que se introducen los datos de área que nos va a quedar en la pantalla para dibujar en ella (aproximadamente las dimensiones del tanque):

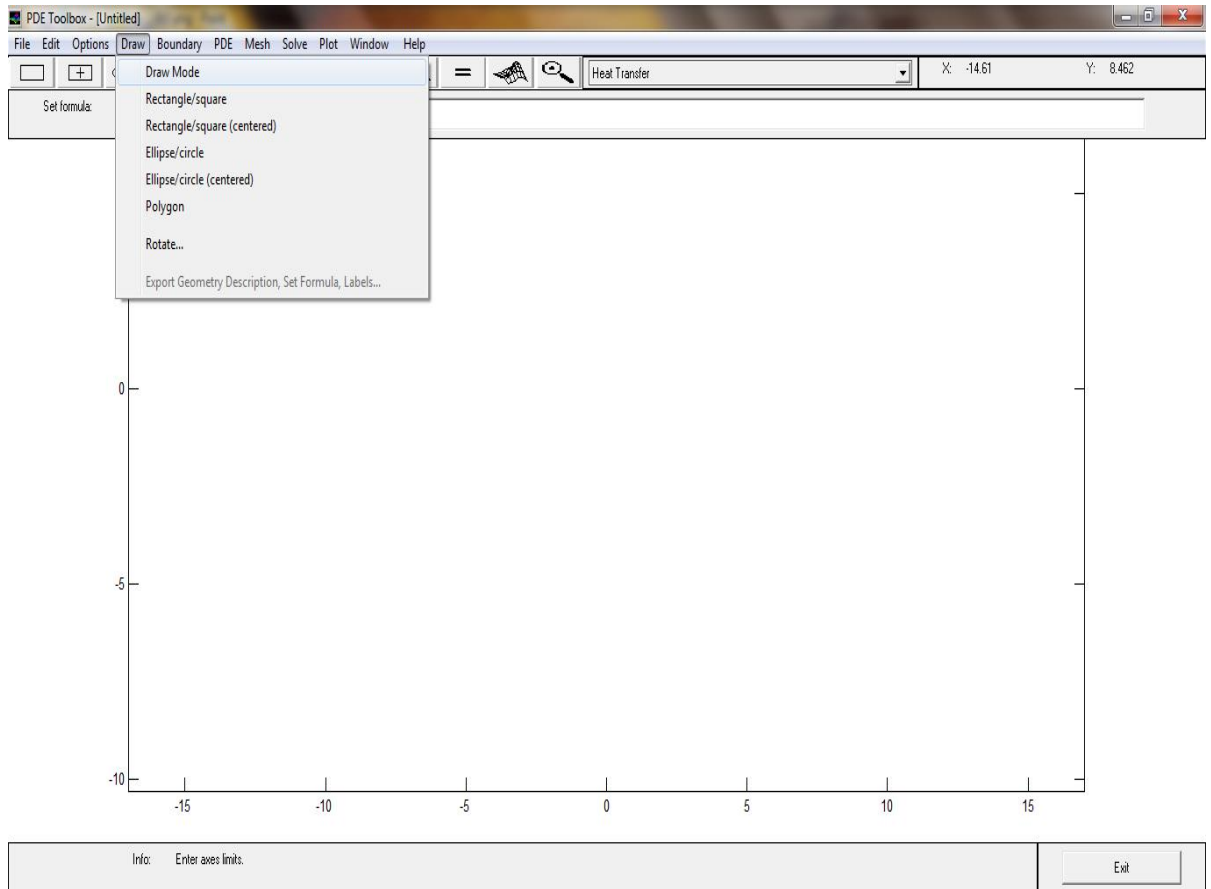
Rango del eje x: [-18 18]

Rango del eje y: [-7 7]



5. En el menú “Options” seleccionar “Axes Equal”.

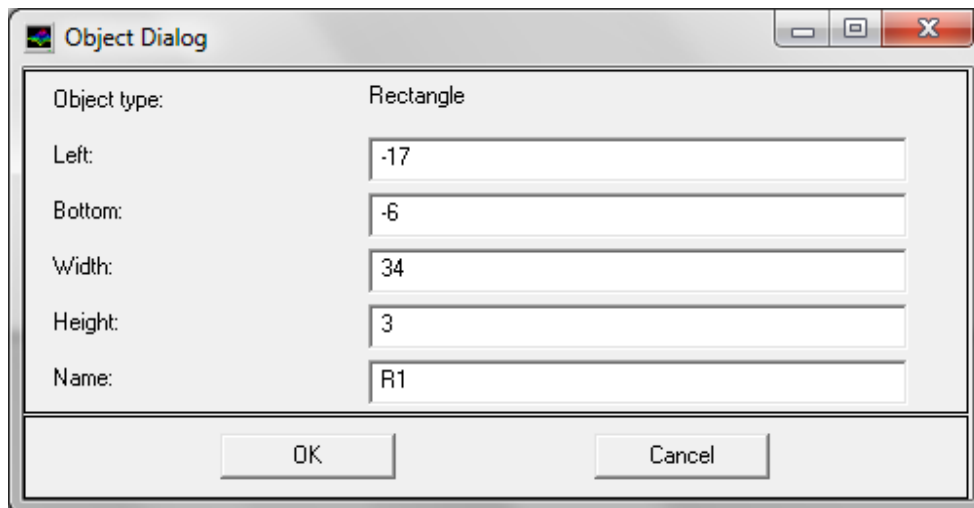
6. En “Draw” se selecciona “Draw Mode”:



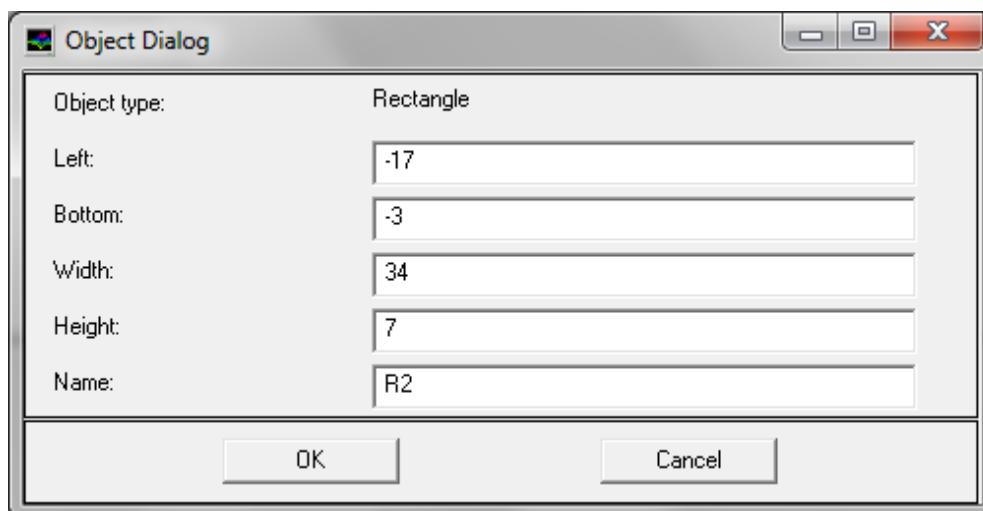
El dibujo del tanque se realiza por partes: la parte del petróleo, la del agua y la de los serpentines, debido a que las propiedades se van variando en dependencia de la zona en la que se trabaje. Como la representación del modelo seleccionado fueron coordenadas rectangulares el dibujo se representa con rectángulos.

7. En “Draw” seleccionar “Rectangle/square”.

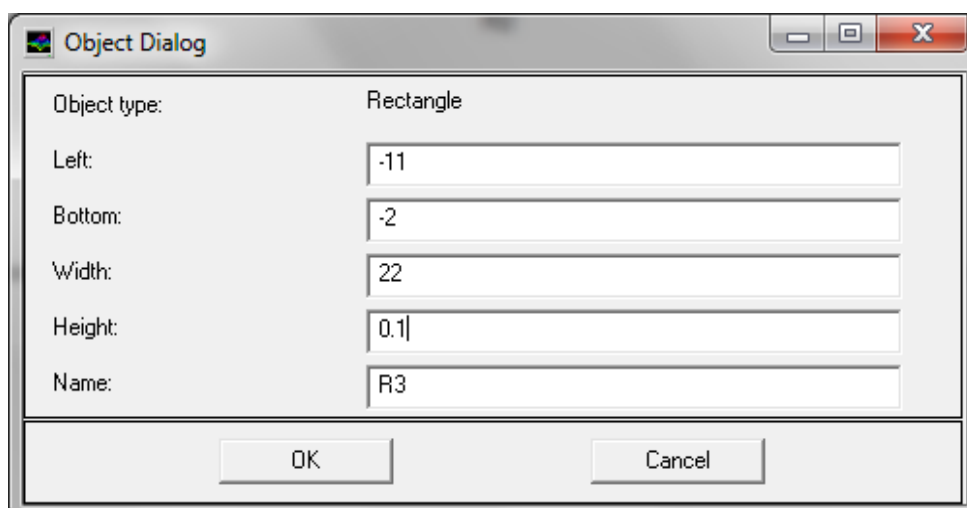
Se toma como consideración que el colchón de agua tiene aproximadamente 3 m de altura (siendo esta la primera parte del dibujo). El rectángulo se dibuja teniendo en cuenta las dimensiones es decir 3 m de altura y 34 m de ancho (diámetro del tanque). Sobre el rectángulo que quedó se da doble clic y sale una pestaña para rellenar con las dimensiones de esa parte (el colchón de agua):



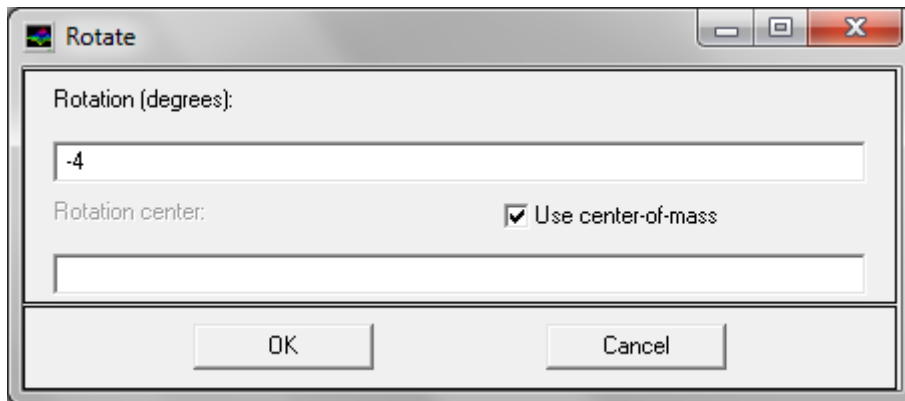
8. Repetir el paso anterior para dibujar el rectángulo del petróleo:



9. Realizar el mismo procedimiento para dibujar el rectángulo que corresponde a los serpientes:

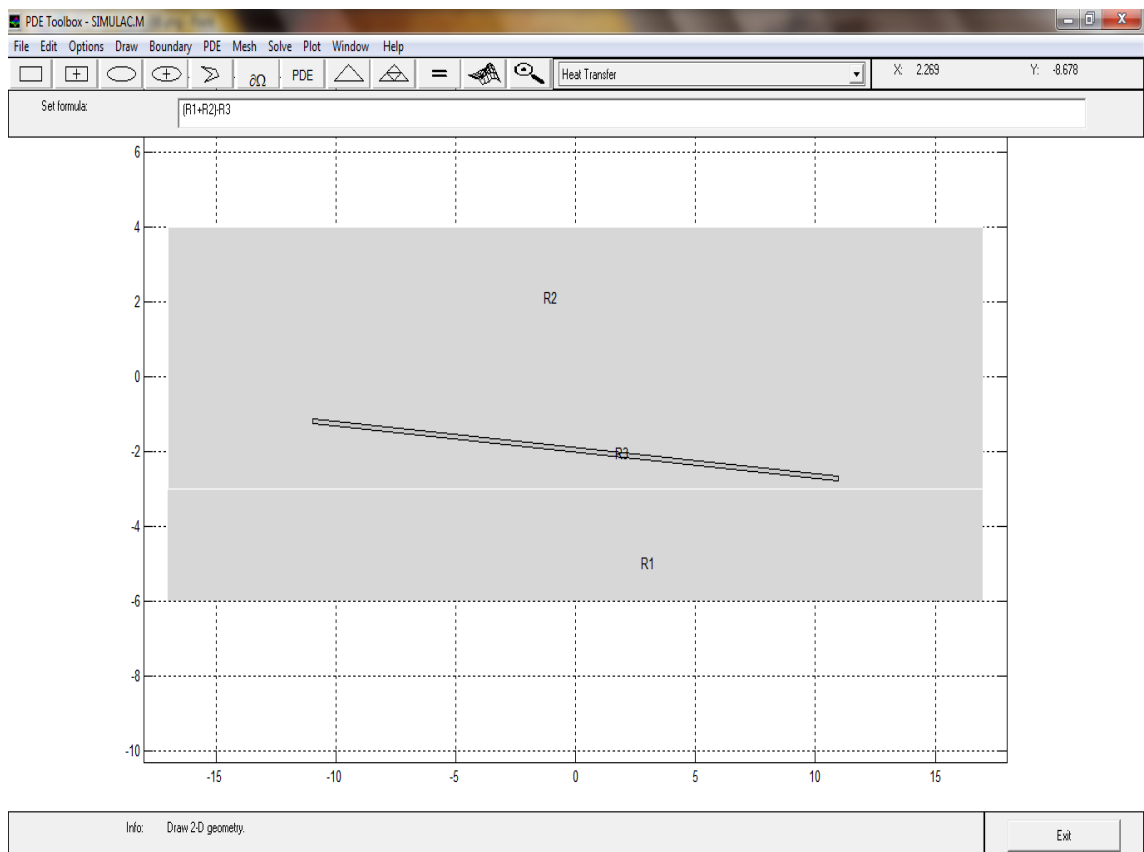


Pero como los serpentines están inclinados, hay que rotar ese rectángulo, seleccionando ese rectángulo en la opción “Draw/ Rotate”:



10. En “Set formula” escribir la ecuación $(R_1 + R_2) - R_3$, hay que restar el espacio de R_3 que es el rectángulo que representa los serpentines, porque esta área dentro del tanque va a ser como un hueco, es decir un espacio que no está ocupado ni por agua ni por petróleo.

Finalmente la figura de como queda el dibujo



2.5.2. Desarrollo del modelo matemático

El modelo matemático que describe al tanque, lo conforman las condiciones de frontera y la ecuación diferencial.

Condiciones de frontera

Las condiciones de frontera están definidas por: el perímetro del rectángulo que representa al serpentín y los lados de los rectángulos que representan las capas de agua y petróleo en el tanque.

Las condiciones de frontera del serpentín, especifican la temperatura en la superficie de este. Es un valor constante o condición de frontera de Dirichlet:

$$T = T_{vapor} \quad (2.21)$$

Donde T_{vapor} es la temperatura de las paredes del serpentín

Las condiciones de frontera de las capas de agua y petróleo, representan las pérdidas de calor de estos fluidos a través de las paredes del tanque. Matemáticamente, estas fronteras son ecuaciones diferenciales o condición de Neumann:

$$k \frac{dT}{dx} + h \cdot T = q \quad (2.22)$$

Donde:

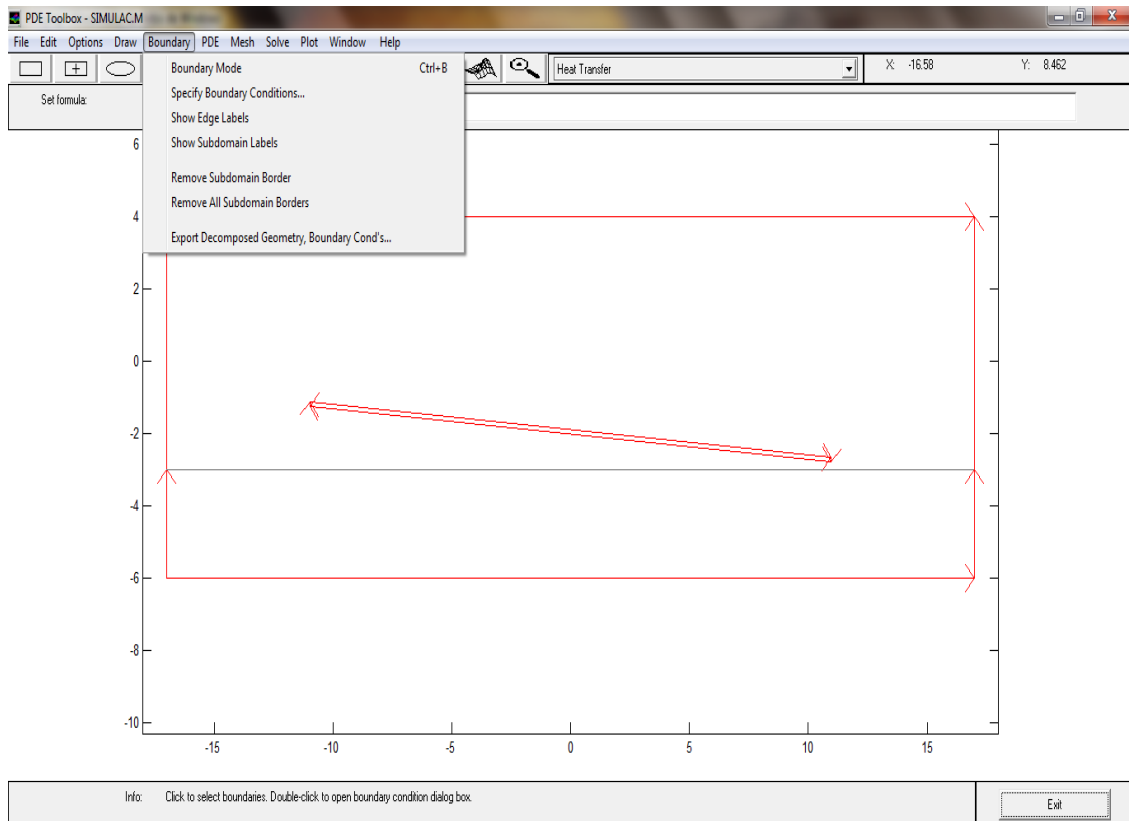
k : conductividad térmica [W/ m K]

h : coeficiente de transferencia de calor [W/ m² K]

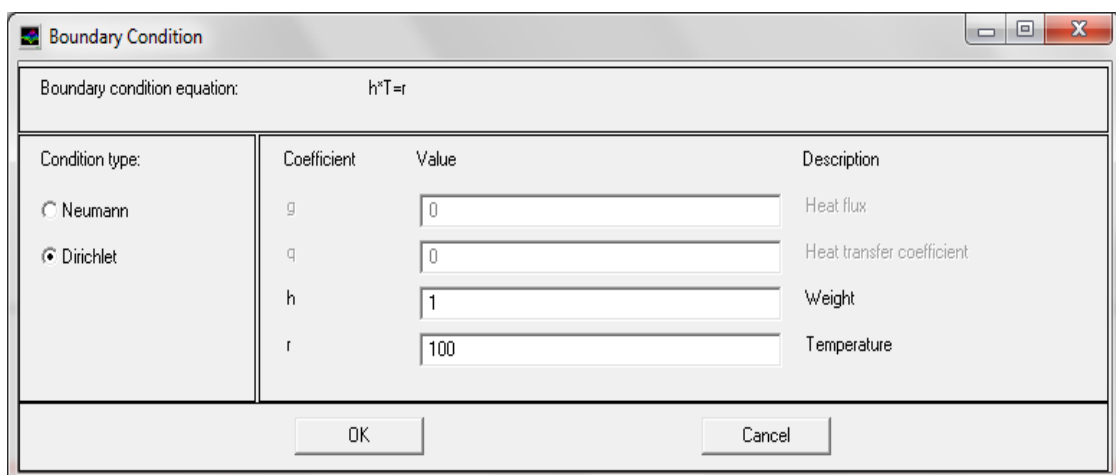
q : flujo de calor [W/ m²]

Metodología para especificar las condiciones de frontera

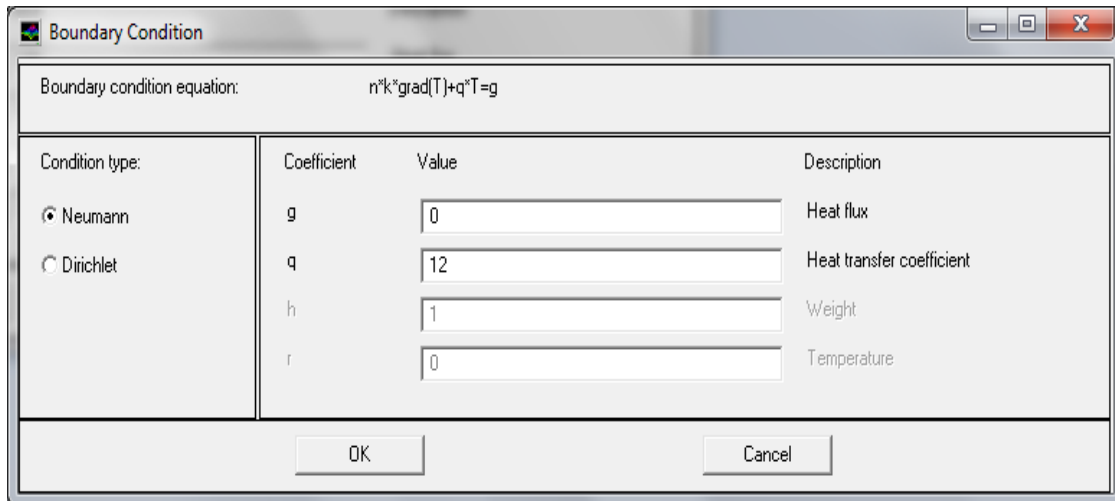
1. En el menú “*Boundary*”, seleccionar la opción “*Boundary Mode*”:



2. Seleccionar cada lado del rectángulo que representa el serpentín
3. En el menú “*Boundary*”, seleccionar la opción “*Specify Boundary Conditions*”.
4. Seleccionar en la ventana “*Boundary Conditions*”, el tipo de condición Dirichlet y especificar el valor de la temperatura:



5. Seleccionar cada lado del rectángulo que representa el agua
6. En el menú “Boundary”, seleccionar la opción “Specify Boundary Conditions”.
7. Seleccionar en la ventana “Boundary Conditions”, el tipo de condición Neumann y especificar el valor del coeficiente de transferencia de calor:



8. Seleccionar cada lado del rectángulo que representa el petróleo y repetir los pasos 6 y 7.

Ecuación diferencial

La ecuación diferencial que describe el calentamiento del petróleo en el tanque puede ser representada en estado estacionario (ecuación 2.23), donde existen todas las variables independientes para las segundas derivadas, es decir, una ecuación diferencial parcial elíptica.

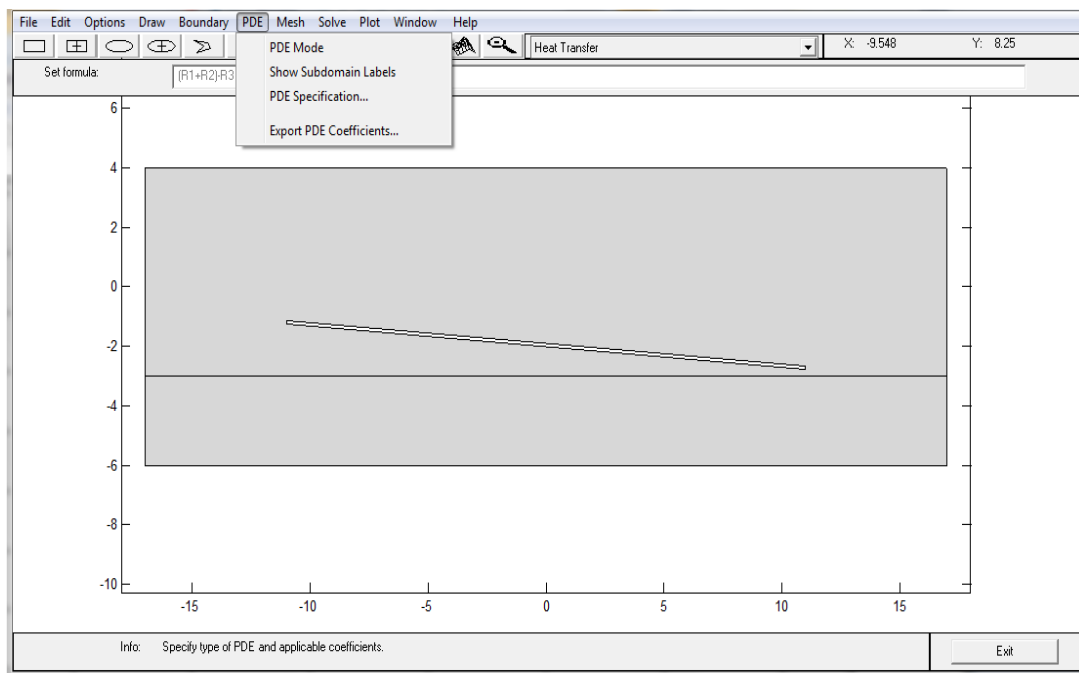
$$-k \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) = q + h(T_{\text{externa}} - T) \quad (2.23)$$

o en estado dinámico (ecuación 2.24), donde no existe la segunda derivada de la variable independiente tiempo, es decir, una ecuación diferencial parcial parabólica.

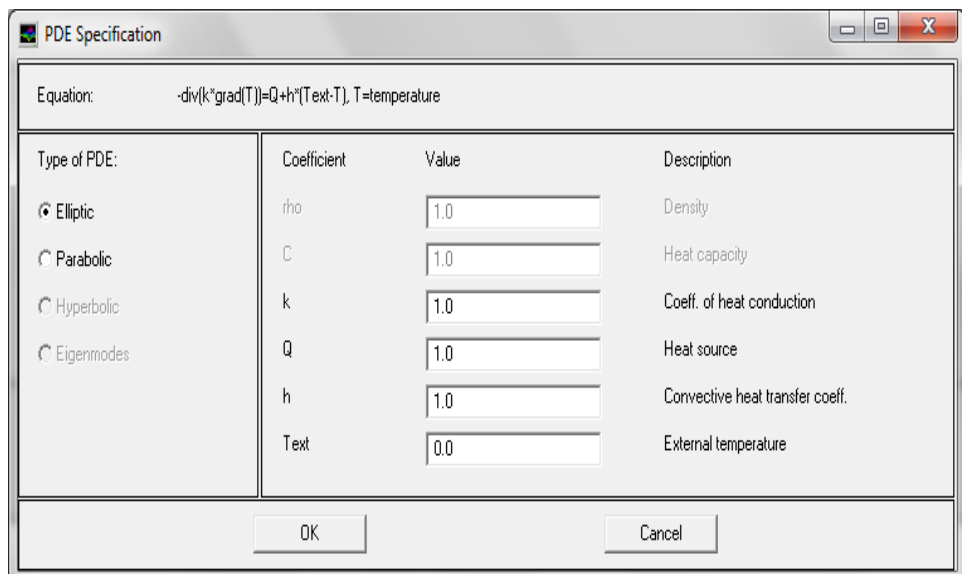
$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} - k \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) = q + h(T_{\text{externa}} - T) \quad (2.24)$$

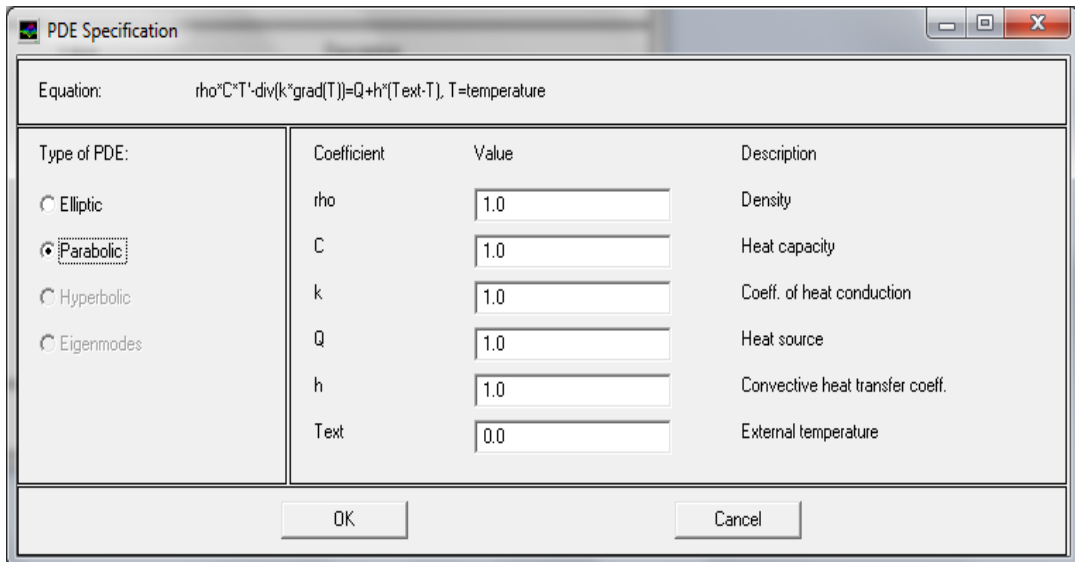
Metodología para definir la ecuación diferencial

1. En el menú “*PDE*”, seleccionar la opción “*PDE Mode*”:



2. En el menú “*PDE*”, seleccionar la opción “*PDE Specification*”
3. En la ventana “*PDE Specification*”, seleccionar el tipo de ecuación (Elíptica o Parabólica, para estado estacionario o dinámico respectivamente):





4. Especificar los datos de densidad, capacidad calórica y conductividad térmica. No considerar las pérdidas de calor originadas entre las capas de petróleo.

2.5.3. Validación del modelo obtenido

La validación del modelo de simulación se realiza a partir del ajuste al caso base que permite definir la confiabilidad del modelo para predecir y estudiar el comportamiento del tiempo de calentamiento y consumo de vapor en el tanque y con el objetivo de conocer la respuesta del modelo ante cambios de los parámetros que lo conforman se realiza un análisis de sensibilidad.

Caso base

Para hacer el ajuste al caso base, se hace una simulación con las condiciones actuales de operación y se compararan los resultados obtenidos con los datos reales del tanque 8 de la Planta de Procesamiento de Crudo.

Una vez que se comparan los valores obtenidos por el modelo con los datos de diseño según la ecuación 2.25 se calcula el error relativo, el cual debe ser inferior al 10%.

$$\% \text{ error} = 100 \left| \frac{\text{Variable}_{real} - \text{Variable}_{simulada}}{\text{Variable}_{real}} \right| \quad (2.25)$$

Análisis de sensibilidad

Esta prueba se utiliza para determinar la sensibilidad de respuesta del modelo cuando ocurren cambios en las variables independientes, tales como condiciones de entrada, parámetros de operación, entre otras. Con los resultados obtenidos se construyen las tablas y los gráficos para comprobar el comportamiento del modelo en la predicción de las respuestas ante las variaciones realizadas.

Conclusiones

1. El modelo de simulación en MATLAB permite calcular la distribución de temperaturas dentro del tanque para determinar la cantidad de vapor y el tiempo necesario para alcanzar la calidad deseada del crudo.
2. La caracterización del tanque de tratamiento objeto de estudio permitió elaborar el modelo gráfico y determinar las condiciones de frontera del modelo matemático.
3. Se obtienen de la literatura las correlaciones empíricas para la estimación de las propiedades físico-químicas del crudo.
4. El modelo que describe las condiciones de frontera es de Dirichlet para el serpentín y de Neumann para el flujo de calor perdido.
5. La validación del modelo se realiza al calcular el error de ajuste a un caso base y la sensibilidad de las variables de respuesta ante perturbaciones en las de entrada.

Recomendaciones

Aplicar la metodología a un tanque con sensores de temperatura para validar los resultados obtenidos.

Bibliografía

- Abdi-Khanghah, M., Bemani, A., Naserzadeh, Z., & Zhang, Z. (2018). Prediction of solubility of N-alkanes in supercritical CO₂ using RBF-ANN and MLP-ANN. *Journal of CO₂ Utilization*, 25, 108-119.
- Abdullah, M. M. S., & Al-Lohedan, H. A. (2019). Demulsification of Arabian Heavy Crude Oil Emulsions using Novel Amphiphilic Ionic Liquids Based on Glycidyl 4-nonylphenyl ether *Energy Fuels*, 1-24.
- Ageev, A. A., Yakhontov, D. A., Kadyrov, T. F., Farakhov, M. M., & Lapteva, E. A. (2019). RESEARCH, DESIGN, NUMERICAL ANALYSES, AND OPERATING EXPERIENCE. *Chemical and Petroleum Engineering*, 55(7-8), 611-618.
- Aguirre, E. A. (2010). *Facilidades de superficie en la industria petrolera*. Caracas.
- Alakbari, F. S., Elkatatny, S., & Baarimah, S. O. (2016). *Prediction of bubble point pressure using artificial intelligence ai techniques*. Paper presented at the SPE middle east artificial lift conference and exhibition.
- Alvarado, J. G., Delgado-Linares, J. G., Forgiarini, A. M., & Salager, J.-L. (2019). Breaking of Water-in-Crude Oil Emulsions. 8. Demulsifier Performance at Optimum Formulation Is Significantly Improved by a Small Aromatic Content of the Oil *Energy Fuels*, 33, 1928-1936.
- Ancheyta, J., A.Hernández, E., & Sánchez-Reyna, G. (2019). Comparison of mixing rules based on binary interaction parameters for calculating viscosity of crude oil blends *Fuel*, 249, 198-205.
- Arabloo, M., Amooie, M.-A., Hemmati-Sarapardeh, A., Ghazanfari, M.-H., & Mohammadi, A. H. (2015). Application of constrained multi-variable search methods for prediction of PVT properties of crude oil systems. *Fluid Phase Equilibria*, 363, 121-130.
- Atkinson, K., Han, W., & Stewart, D. (2009). *NUMERICAL SOLUTION OF ORDINARY DIFFERENTIAL EQUATIONS*. Hoboken, New Jersey: A JOHN WILEY & SONS, INC.
- Baghban, A., Bahadori, A., Mohammadi, A. H., & Behbahaninia, A. (2017). Prediction of CO₂ loading capacities of aqueous solutions of absorbents using different computational schemes. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 57, 143-161.

- Bi, K., & Qiu, T. (2019). An intelligent SVM modeling process for crude oil properties prediction based on a hybrid GA-PSO method. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 27, 1888-1894.
- Bianco, V., Nardini, S., & Manca, O. (2011). Enhancement of heat transfer and entropy generation analysis of nanofluids turbulent convection flow in square section tubes. *Nanoscale Research Letters*, 6(1), 252. doi: 10.1186/1556-276X-6-252
- Brodkey, R. S. H., H.C. (1988). *Transport phenomena - A unified approach*. New York (USA): McGraw-Hill
- Bueno-Orovio, A., Kay, D., & Burrage, K. (2014). Fourier spectral methods for fractional-in-space reaction-diffusion equations. *BIT Numerical mathematics*, 54(4), 937-954.
- Burden, R. L., & Faires, J. D. (2010). *Numerical analysis*. Pacific Grove, California: Brooks/Cole.
- Canuto, C., Hussaini, M. Y., Quarteroni, A., & Zang, T. A. (2006). *Spectral methods: fundamentals in single domains*: Springer Science & Business Media.
- Chamkalani, A., Mohammadi, A. H., Eslamimanesh, A., Gharagheizi, F., & Richon, D. (2015). Diagnosis of asphaltene stability in crude oil through “two parameters” SVM model. *Chemical Engineering Science*, 81, 202-208.
- Chen, J., Liu, F., Anh, V., Shen, S., Liu, Q., & Liao, C. (2012). The analytical solution and numerical solution of the fractional diffusion-wave equation with damping. *Applied Mathematics and Computation*, 219(4), 1737-1748.
- Chen, W., Ye, L., & Sun, H. (2010). Fractional diffusion equations by the Kansa method. *Computers & Mathematics with Applications*, 59(5), 1614-1620.
- Cherney, D. P., Wu, C., Thorman, R. M., Hegner, J. L., Yeganeh, M. S., Ferrughelli, D., & Ulysse, E. (2015). Investigating the Impact of Crude Oil Solubility on Water-in-Oil Emulsion Stability and Its Relation to Molecular Composition of Crude Oil at the Oil-Water Interface *Energy Fuels*, 40(30), 30-40.
- Cheuprasert, K., & Kanyamee, N. (2017). A Chebyshev-Gauss collocation method for the numerical solution of ordinary differential equations *Songklanakarin Journal Science Technolgy*, 39(3), 383-397.

- Cifani, S., Jakobsen, E. R., & Karlsen, K. H. (2016). The discontinuous Galerkin method for fractional degenerate convection-diffusion equations. *BIT Numerical mathematics*, 51(4), 809-844.
- Cui, M. (2009). Compact finite difference method for the fractional diffusion equation. *Journal of Computational Physics*, 228(20), 7792-7804.
- Dehghan, M., Manafian, J., & Saadatmandi, A. (2016). Solving nonlinear fractional partial differential equations using the homotopy analysis method. *Numerical Methods for Partial Differential Equations: An International Journal*, 26(2), 448-479.
- Delgado-Linares, J. G., Alvarado, J. G., Véjar, F., Bullón, J., Forgiarini, A. M., & Salager, J.-L. (2016). Breaking of Water-in-Crude Oil Emulsions. 7. Demulsifier Performance at Optimum Formulation for Various Extended Surfactant Structures *Energy Fuels*, 30(9), 7065–7073.
- Delouei, A. A., Sajjadi, H., Izadi, M., & Mohebbi, R. (2019). The Simultaneous Effects of Nanoparticles and Ultrasonic Vibration on Inlet Turbulent Flow: An Experimental Study. *Applied Thermal Engineering*, 41.
- Dey, S., Zeeshan Ali, S., & Padhi, E. (2019). Terminal fall velocity: the legacy of Stokes from the perspective of fluvial hydraulics. *Proceedings of the Royal Society A*, 475(2228), 20190277.
- Donald, L., & Gerald, S. (2002). *Geodynamics*: Cambridge University
- Dutta, S., & Gupta, J. (2010). PVT correlations for Indian crude using artificial neural networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72(1-2), 93-109.
- El-Hoshoudy, A. N., & (2019). PVT PROPERTIES OF BLACK CRUDE OIL-A REVIEW *Petroleum and Coal*, 61(6), 1282-1299.
- Fan, Y., Simon, S., & Sjoblom, J. (2009). Chemical Destabilization of Crude Oil Emulsions: Effect of Nonionic Surfactants as Emulsion Inhibitors. *Energy Fuels*, 23, 4575–4583
- Farrokhi, F., Nasr, M. R. J., Rahimpour, M. R., Arjmand, M., & Vaziri, S. A. (2017). Application of a novel magnetic nano-particle as demulsifier for dewatering in crude oil emulsion. *Separation Science and Technology*, 48, 2014-2047.
- Finlayson, B. A. (2006). *Introduction to chemical engineering computing*. New Jersey (USA): Wiley and sons.

- Galvao, H., Oliva, G., dos Santos, D., Maitelli, A., Costa, R., & Maitelli, C. (2015). *Computational Model of Heat Transfer in ESP System for Deviated Wells*. Paper presented at the SPE Artificial Lift Conference—Latin America and Caribbean.
- Gunawan, Amri, I., & Bahrudin. (2019). Empirical Model for Heat Transfer of Electric Submersible Pump (ESP) Motor at Oil Producer Well. *Journal of Earth Energy Engineering*, 8(2), 49-54.
- Guo, B.-y., & Wang, Z.-q. (2009). Legendre–Gauss collocation methods for ordinary differential equations. *Advances in Computational Mathematics*, 30(3), 249-280.
- Han, C.-L., Sun, H.-Q., & Li, Z.-Y. (2018). Thermal performance analysis and optimization design for LNG submerged combustion vaporizer *Cryogenics*, 95(1), 47-56.
- Hesthaven, J. S., Gottlieb, S., & Gottlieb, D. (2007). *Spectral methods for time-dependent problems*. New York: Cambridge University Press.
- Holman, J. (1994). *Métodos experimentales para ingenieros*. México DF: McGRAW-Hill.
- Holman, J. P. (2002). *Transferencia de calor* (8th edición ed.). New York: Mc Graw Hill.
- Hormozi, F., ZareNezhad, B., & Allahyar, H. R. (2016). An experimental investigation on the effects of surfactants on the thermal performance of hybrid nanofluids in helical coil heat exchangers. *International Communications in Heat and Mass Transfer*, 30(1), 30-36.
- Incropera, F. P., Lavine, A. S., Bergman, T. L., & DeWitt, D. P. (2007). *Fundamentals of heat and mass transfer*. Wiley.
- Jacimovic, B., Genic, S., & Lelea, D. (2018). Calculation of the Heat Transfer Coefficient for Laminar Flow in Pipes in Practical Engineering Applications. *Heat Transfer Engineering*, 39(20), 1790-1796.
- Jumarie, G. (2010). Fractional partial differential equations and modified Riemann-Liouville derivative new methods for solution. *Journal of Applied Mathematics and Computing*, 24(1-2), 31-48.
- Kamari, A., Mohammadi, A. H., & Ramjugernath, D. (2019). Characterization of C7+ fraction properties of crude oils and gas-condensates using data driven models *Petroleum Science and Technology*, 37(13), 1516-1522.

- Kamari, A., Sattari, M., Mohammadi, A. H., & Ramjugernath, D. (2016). Modeling of the vaporization enthalpies of petroleum fractions. *Fluid Phase Equilibria*, 412, 228-234.
- Kays, W., Crawford, M., & Weigand, B. (2004). *Convective Heat and Mass Transfer*. New York: McGraw-Hill
- Kelbaliyev, G., Tagiyev, D. B., & Rasulov, S. R. (2020). *Transport Phenomena in Dispersed Media* Boca Raton, London, New York: CRC Press.
- Kern, D. Q. (1999). *Procesos de Transferencia de Calor* (C. S.A Ed.). México.
- Keybondorian, E., Soulgani, B. S., & Bemani, A. (2018). Application of ANFIS-GA algorithm for forecasting oil flocculated asphaltene weight percentage in different operation conditions. *Petroleum Science and Technology*, 36(12), 862-868.
- Kopriva, D. A. (2009). *Implementing spectral methods for partial differential equations: Algorithms for scientists and engineers*: Springer Science & Business Media.
- Krzemianowski, Z., Lackowski, M., Ochrymiuk, T., & Flaszynski, P. (2020). Substitute model and CFD Investigations of a Coalescer in a Three-Phase Crude Oil Gravity Separator *Journal of Applied Fluid Mechanics*, 13(3), 805-813.
- Li, C., & Chen, A. (2018). Numerical methods for fractional partial differential equations. *International Journal of Computer Mathematics*, 95(6-7), 1048-1099.
- Liu, F., Anh, V., & Turner, I. (2015). Numerical solution of the space fractional Fokker–Planck equation. *Journal of computational and applied mathematics*, 166(1), 209-219.
- Luo, X., Huang, X., Yan, H., Yang, D., Zhang, P., & He, L. (2018). An experimental study on the floating motion of oil drop in ASP solution *Chemical Engineering & Processing: Process Intensification* 125, 97-104.
- Manca, O., Nardini, S., & Ricci, D. (2011). Numerical analysis of water forced convection in channels with differently shaped transverse ribs. *Journal of Applied Mathematics*, 2011.
- Martins, C. F., & Morooka, C. K. (2017). *EFFECTS IN FREE WATER KNOCKOUT SEPARATOR CAUSED BY FPSO MOTIONS IN OCEAN WAVES* Paper presented at the ASME 2017 36th International

- Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering Trondheim, Norway.
- Meerschaert, M. M., & Tadjeran, C. (2015). Finite difference approximations for fractional advection–dispersion flow equations. *Journal of computational and applied mathematics*, 172(1), 65-77.
- Mohammadi, M. (2019). Population Balance Modeling for Integrating Hydrodynamics with Electrostatics in Crude Oil Electrocoalescers. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 9(4), 3-21.
- Momani, S., & Odibat, Z. (2015). Numerical solutions of the space-time fractional advection-dispersion equation. *Numerical Methods for Partial Differential Equations: An International Journal*, 24(6), 1416-1429.
- Mya, O. B., Houga, S., Chihouba, F., & Asla, B. (2018). Treatment of Algerian crude oil using REB09305 OS demulsifier. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27, 769-773.
- Nabipour, N., & Baghban, A. (2019). Rigorous model for determination of PVT properties of crude oil in operational conditions. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 1-7.
- Numbere, O., Azuibuike, I., & Ikiensikimama, S. (2013). *Bubble point pressure prediction model for Niger delta crude using artificial neural network approach*. Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition.
- Osman, E., Abdel-Wahhab, O., & Al-Marhoun, M. (2001). *Prediction of oil PVT properties using neural networks*. Paper presented at the SPE middle east oil show.
- Páez, E. G. M. (2010). *Tecnologías De Tratamiento De Emulsiones En Campos Petroleros* (Especialización en Producción de Hidrocarburos), Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Pan, J., Bai, J., Tang, L., Li, R., & Wu, G. (2019). Thermal performance analysis of submerged combustion vaporizer at supercritical pressure. *Cryogenics*, 100, 41-52.
- Bird, R. B., Warren E. Stewart, & Lightfoot, E. N. (1979). *Transport Phenomena: Pueblo y Educación*.
- Rahimkhani, P., & Ordokhani, Y. (2018). A numerical scheme based on Bernoulli wavelets and collocation method for solving fractional partial differential

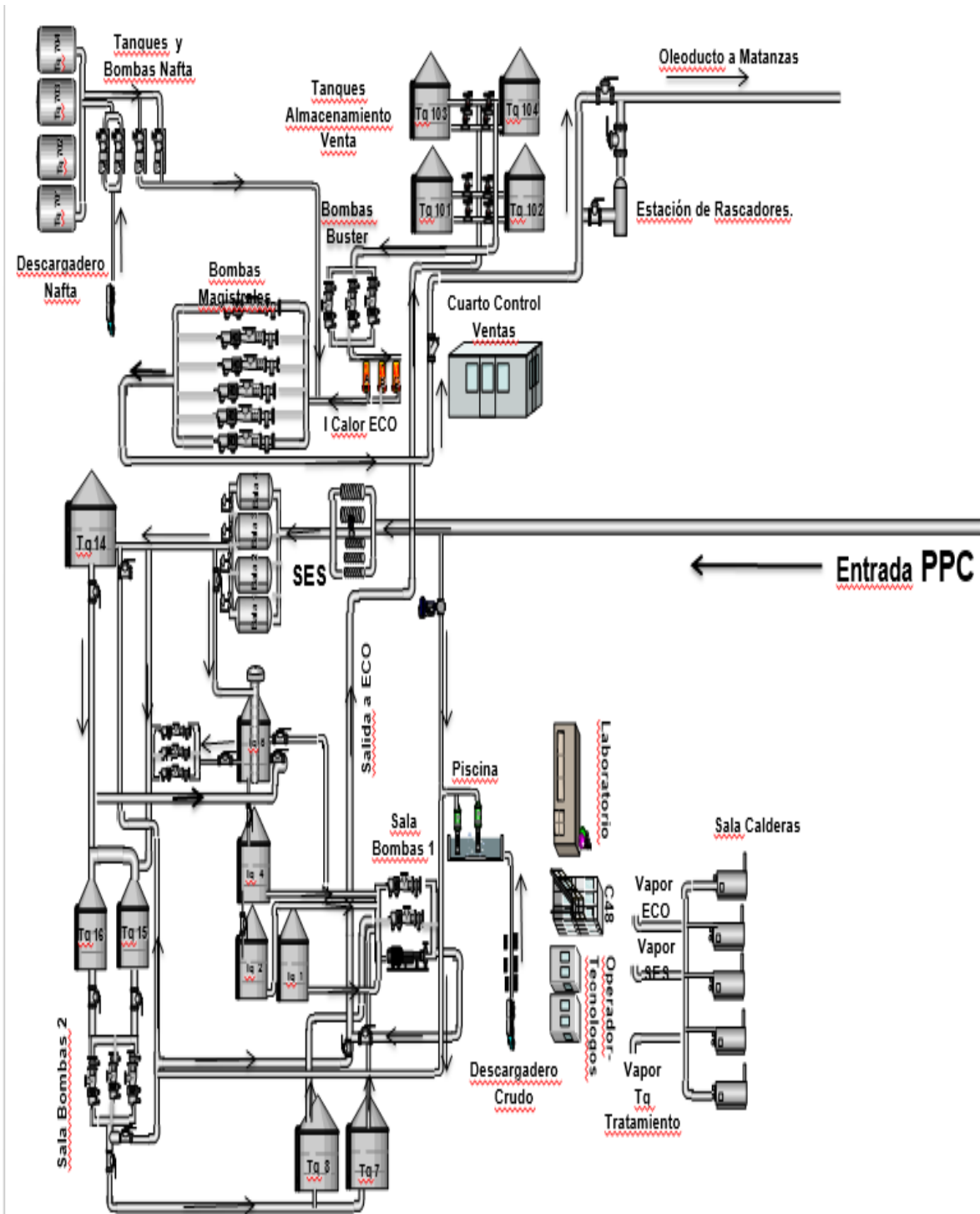
- equations with Dirichlet boundary conditions. *Methods Partial Differential Equations*, 35, 34-59.
- Ramírez, A. M., Valle, G. A., Romero, F., & Jaimes, M. (2017). Prediction of PVT Properties in Crude Oil Using Machine Learning Techniques MLT *Society of Petroleum Engineers* (Vol. SPE-185536-MS).
- Rammy, M. H., & Abdulraheem, A. (2017). PVT correlations for Pakistani crude oils using artificial neural network. *Petroleum Exploration Production Technology*, 7, 217-233.
- Razavi, R., Bemani, A., Baghban, A., Mohammadi, A. H., & Habibzadeh, S. (2019). An insight into the estimation of fatty acid methyl ester-based biodiesel properties using a LSSVM model. *Fuel*, 243, 133-141.
- Rezende, F. C., Rabelo, R. B., Filho, P. J. C., S.A, O., & Comercio, I. e. (2017). *The use of Desing of Experiments for Development of Flocculating Agents for Treatment of Crude Oil Emulsions* Paper presented at the Offshore Technology Conference, Rio de Janeiro, Brasil.
- Ríos, O. E. V., & Bajara, R. A. A. (2015). *PROPUESTA PARA REDUCIR EL TIEMPO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO RUBIALES EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO EN EL CENTRO DE PRODUCCIÓN Y FACILIDADES (CPF1) (ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS)*, UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER BUCARAMANGA
- Rizo, L. B. (2005). *Evaluación energética en la Planta de Tratamiento de Crudo de la EPEP Centro*. (Tesis presentada en opción al título de Especialista en perforación de pozos y producción de petróleo), Universidad de Matanzas.
- Salah, H. (2019). *A NOVEL EXPERIMENTAL STUDY OF CRUDE OIL DEHYDRATION USING MICROWAVE ENERGY UNDER ELECTROSTATIC FIELD* (Master of Applied Science), Dalhousie University Halifax, Nova Scotia.
- Sellman, E., & Mandewalkar, P. (2016). Highly Efficient Dehydration of Crude Oil from Mature Fields in the Middle East *Society of Petroleum Engineers* (Vol. SPE-181724-MS).
- Shen, J., Tang, T., & Wang, L.-L. (2011). *Spectral methods: algorithms, analysis and applications* (Vol. 41): Springer Science & Business Media.

- Shilling, R. (1999). Heat Transfer Technology. Houston, Texas, U.S.A.: Brown Fintube Company.
- Skocilasová, B., Skocilas, J., & Soukup, J. (2018). *Forced convection and heat transfer around a bounded cylinder*. Paper presented at the MATEC Web of Conferences.
- Srivastva, U., Malhotra, R. K., & Kaushik, S. C. (2018). Experimental investigation of convective heat transfer properties of synthetic fluid. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, 132(1), 709-724.
- Tian, W., Deng, W., & Wu, Y. (2014). Polynomial spectral collocation method for space fractional advection–diffusion equation. *Numerical Methods for Partial Differential Equations*, 30(2), 514-535.
- Togun, H., Abdulrazzaq, T., Kazi, S., Badarudin, A., Kadhum, A. A. H., & Sadeghinezhad, E. (2014). A review of studies on forced, natural and mixed heat transfer to fluid and nanofluid flow in an annular passage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 835-856.
- Tohidi-Hosseini, S.-M., Hajirezaie, S., Hashemi-Doulatabadi, M., Hemmati-Sarapardeh, A., & Mohammadi, A. H. (2016). Toward prediction of petroleum reservoir fluids properties: A rigorous model for estimation of solution gas-oil ratio. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 29, 506-516.
- Valladares, S. M. (2017). *Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos*. (Doctor en Ciencias Aplicadas), Universidad de Los Andes, Mérida.
- Varamesh, A., Hemmati-Sarapardeh, A., Dabir, B., & Mohammadi, A. H. (2017). Development of robust generalized models for estimating the normal boiling points of pure chemical compounds. *Journal of Molecular Liquids*, 242, 59-69.
- Velásquez, I., & Pereira, J. C. (2014). Emulsiones de agua en crudo. Aspectos Generales. *INGENIERÍA UC*, 21(3), 45-54.
- Yang, X., & Wang, Z. (2015). A Chebyshev-Gauss spectral collocation method for ordinary differential equations. *Journal of Computational Mathematics*, 33(1), 59-85.

Zargar, M., Fridjonsson, E. O., Graham, B. F., May, E. F., & Johns, M. L. (2019).
Oil-Based Binding Resins: Peculiar Water-in-Oil Emulsion Breakers
Energy Fuels, 33, 8448-8455.

Anexos

Anexo N° 1: Diagrama de la Planta de procesamiento de crudo (PPC).



Anexo Nº 2: Mazos de serpentines.

