

EQUIPOS PARA EL TRASIEGO Y TRATAMIENTO DEL PETRÓLEO CRUDO
EQUIPMENT FOR TREATMENT AND TRANSFER OF CRUDE OIL

Dr. C. Lourdes Y. González Sáez¹ (0000-0001-8478-6618), Universidad de Matanzas,

lourdes.gonzalez@umcc.cu

Estudiante Ana Karla González Salgado¹ (0000-0001-8317-7458)

M. Sc. Irina Pedroso Rodríguez¹ (0000-0002-5853-7607)

M. Sc. Milagros Beatón Berenguer¹ (0000-0001-7692-6027)

Estudiante Julio Cesar Peña Morales¹ (0000-0001-7996-0167)

Resumen

En esta monografía se exponen temas generales sobre el origen, clasificación, composición trasiego y tratamiento del petróleo crudo. El objetivo principal es investigar sobre los métodos más empleados en el trasiego del crudo, tanto por vía marítima como terrestre a través de oleoductos y sus posibles tratamientos. Entre los métodos de trasiego se destacan el transporte por oleoductos y Buques-Tanques. Se analizan los métodos más empleados en el transporte (bombas) y tratamiento del crudo, fundamentalmente por calentamiento (intercambiador de calor). Se concluye que las bombas más recomendadas por la literatura para el trasiego de petróleos pesados y sus derivados son del tipo rotatorio de desplazamiento positivo (bombas de tornillo), mientras que, para el calentamiento de los mismos, los intercambiadores de calor más recomendados son los del tipo de tubo y coraza.

Palabras claves: *bomba; intercambiadores; petróleo; trasiego; tratamiento*

Abstract

This monograph discusses general topics about the origin, classification, and composition of crude oil. The main objective is to investigate the methods most used in the transfer of crude oil, both by sea and by land through pipelines and the possible treatments that make this transfer possible. Among the transfer methods, the transportation by pipelines and Ship-Tanks stand out. The methods most used in the transportation (pumps) and treatment of crude oil are analyzed, mainly by heating (heat exchanger). It is concluded that the pumps most recommended by the literature for the transfer of heavy oil and its derivatives are of the rotary type with positive displacement (screw pumps), while, for heating them, the most recommended heat exchangers they are the tube and shell type.

Keywords: *bomb; heat exchangers; petroleum; racking; treatment*

1. Generalidades del petróleo crudo

1.1. Origen y composición del petróleo crudo

El petróleo, etimológicamente del griego *ετέαιο* o del latín *petrae oleum* que significa "aceite de roca", es una mezcla natural, homogénea y extremadamente compleja de compuestos químicos denominados hidrocarburos. Es de origen fósil, fruto de la transformación de materia orgánica procedente de *zooplankton* y algas que, depositados en grandes cantidades en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres del pasado geológico, fueron posteriormente enterrados bajo pesadas capas de sedimentos (Quiñones, 2016). En fin, la formación de pozos de petróleo crudo está dada por restos de seres vivos de hace millones de años que se fueron fosilizando a lo largo de los años sumado a los movimientos continentales, lo cual hizo que estos restos fuesen transformados por la acción de la presión, el barro, temperatura y acción microbiana, además de la filtración subterránea y la distinta composición de los suelos (Valdés, 2021). Coinciden con este criterio algunos autores como García y Morato (2018); Pino y Mur (2014).

Según Cortés (2017), el petróleo crudo se caracteriza por ser una mezcla de hidrocarburos cuya composición incluye desde gases disueltos en el petróleo hasta compuestos semisólidos no volátiles que ebullen por encima de los 100 °F.

El petróleo varía su composición en función de dónde se encuentre su yacimiento es por esto que varios autores tienen criterios diferentes acerca de la misma, aunque son criterios muy cercanos.

Cabe mencionar que según Barker *et al.* (2005), el petróleo crudo presenta entre un 84 y 87 % de carbono, entre un 11 y 14 % de hidrógeno, entre el 0 y el 2 % de azufre, y alrededor del 0,2 % de nitrógeno. Por su parte Cortés (2017) coincide con Barker *et al.* (2005) en el contenido de carbono e hidrógeno del crudo, sin embargo plantea que el contenido de azufre oscila entre el 0 y el 6 % y el de nitrógeno puede alcanzar hasta un 2,0 %.

El autor concuerda con lo planteado por Cortés (2017) respecto a la composición del petróleo crudo, pues ofrece un rango más amplio en cuanto al porcentaje del contenido de azufre y de nitrógeno que el planteado por Barker *et al.* (2005).

1.2. Clasificación del petróleo crudo

El petróleo crudo se clasifica atendiendo a la clase de hidrocarburos que predominan en él, de acuerdo al contenido de azufre y atendiendo a la densidad que presenta (Scott *et al.*, 2007).

1.2.1. Según la clase de hidrocarburos que predominan en el petróleo crudo

Petróleos de base parafínica: son de baja viscosidad, de colores claros y bajo peso específico (aproximadamente 0,85 kg/L), en su composición predominan los hidrocarburos saturados o parafínicos. Producen abundante parafina y poco asfalto por destilación. Contienen mayores porcentajes de nafta y aceite lubricante.

Petróleos de base nafténica: se caracterizan por contener hidrocarburos etilénicos y dietilénicos, cíclicos o ciclánicos (llamados nafténicos), y bencénicos o aromáticos. Son muy viscosos, de coloración oscura y mayor peso específico (aproximadamente 0,95 kg/L). Generalmente contienen en gran proporción componentes que se evaporan fácilmente.

Petróleos de base asfáltica: contienen además de carbono e hidrógeno, gran cantidad de azufre. En la destilación avanzada o más completa rinden una cantidad relativamente alta de alquitrán y asfalto. Son muy viscosos, de coloración oscura y mayor peso específico (aproximadamente 0,95 kg/L).

Petróleos de base mixta: composición de bases intermedias, están formados por toda clase de hidrocarburos, saturados y no saturados (etilénicos y acetilénicos) y cíclicos (ciclánicos o nafténicos y bencénicos o aromáticos) (Scott *et al.*, 2007).

1.2.2. Según el contenido de azufre en el petróleo crudo

Petróleo Dulce: presenta un contenido de azufre inferior al 0,5 % ; por lo que su procesamiento en la producción de los diferentes tipos de combustibles usados en las actividades antropogénicas no es tan dificultoso y los costos son bajos, es un petróleo de alta calidad y por tanto su valor comercial es muy alto (Coker, 2018; Rodríguez *et al.*, 2017).

Petróleo Medio: es aquel cuyo contenido de azufre varía entre 0,5 y 1 % .

Petróleo Agrio: requiere de procesos más complicados y costosos para su refinación al presentar en su composición un contenido de azufre superior al 1 % . Es usado mayormente en productos destilados. Este tipo de crudo no es tan demandado en el mercado (Cortés, 2017; González, 2016).

1.2.3. Según la densidad que presenta el petróleo crudo

Crudos livianos o ligeros: aquellos cuyas densidades oscilan entre 0,83 y 0,87 g/cm³ y gravedades entre 31,1 y 39,0 °API (mayores de 39 °API se consideran superligeros). Estos crudos son más fáciles de procesar y se necesitan menos operaciones, por lo tanto, son más cotizados y los precios son mucho más altos (Algely Boduszynski, 2000). Navas (2016) coincide con estos valores respecto al crudo liviano y ligero.

Crudos medianos: aquellos con densidades entre 0,87 y 0,92 g/cm³ y gravedades entre 22,3 y 31,1 °API (Algely Boduszynski, 2000).

Crudos pesados: aquellos cuyas densidades oscilan entre 0,92 y 1,0 g/cm³ y gravedades entre 10,0 y 22,3 °API. Estos a su vez no son muy demandados en el mercado y tienen precios bajos (Algely Boduszynski, 2000; Speight, 2015).

Crudos extrapesados: aquellos también llamados bitumen, con densidades mayores de 1,0 g/cm³, y gravedades menores de 10,0 °API (Algely Boduszynski, 2000).

2. Traslado del petróleo crudo

El transporte del petróleo crudo en la industria petrolera juega un papel fundamental pues los pozos petrolíferos suelen encontrarse muy alejados de las zonas de refinación y consumo. El petróleo crudo puede ser transportado por oleoductos y/o gaseoductos, y Buques-Tanques. El resto de transportes como los vagones cisternas, camiones, ferrocarriles o barcos de cabotaje suelen utilizarse más para distribuir productos derivados del petróleo (Martín, Martínez, *et al.*, 2016)

2.1. Transporte por oleoducto

Los oleoductos son los sistemas más eficientes y económicos para el transporte de petróleo crudo y sus derivados, tanto en tierra como en mar. Sin embargo el trasiego de crudo pesado y extra pesado se torna engorroso debido a su poca movilidad ocasionada por la alta viscosidad (Martín, Martínez, *et al.*, 2016)

La energía necesaria para el transporte se logra mediante estaciones de bombeo intercaladas en la red de tuberías. El número de estas estaciones, así como su potencia viene determinado por la viscosidad del crudo (o refinado correspondiente), el diámetro de la tubería, la resistencia mecánica, además de los obstáculos geográficos que se puedan presentar.

Los oleoductos se pueden clasificar según Martín, Martínez, *et al.* (2016) en:

- Oleoductos troncales o primarios: aquellos que transportan el crudo desde los patios de tanques hasta los centros de almacenamiento de las refinerías y/o terminales de embarque.
- Oleoductos secundarios: aquellos que transportan el crudo desde las estaciones recolectoras en los campos petroleros hasta los patios de tanques.

2.2. Transporte por Buques-Tanques

Los Buques-Tanques son grandes navíos que funcionan a modo de depósitos flotantes, dotados de compartimientos y sistemas especialmente diseñados para el transporte de petróleo crudo y sus derivados. Son el medio de transporte más utilizado para el comercio mundial del crudo a largas distancias. Algunos pueden transportar cientos de miles de barriles e incluso millones (Boigues y Jover, 2019).

Los Buques-Tanques se pueden clasificar de acuerdo al producto que transportan en:

- Buques petroleros cruderos (Crude Oil Tankers): aquellos que transportan petróleo crudo desde la terminal marítima del yacimiento (prácticamente su lugar de origen) hasta la propia refinería o, por razones logísticas, hasta la cabecera de un oleoducto. También pueden transportar derivados pesados como por ejemplo el *Fuel Oil*, ya que existe la posibilidad de calentarlos (Boigues y Jover, 2019).
- Buques petroleros livianeros (Product Tankers): Transportan básicamente productos refinados tales como naftas, gasolina, kerosenes, etc. El transporte de estos productos puede ser realizado en forma simultánea y debidamente segregados. Los buques más

modernos disponen de bodegas protegidas (*coating*) que preservan aún más la calidad de la carga transportada (Boigues y Jover, 2019; Vera, 2013).

El autor considera que uno de los sistemas más eficientes económicamente para el transporte del petróleo crudo a largas distancias es el empleo de Buques-Tanques, debido a la gran capacidad de producto que pueden almacenar y trasladar.

3. Tratamientos empleados para el transporte del petróleo crudo

Las altas viscosidades de los crudos pesados y extrapesados en líneas de proceso pueden generar caídas de presión en tuberías que a su vez involucran altos consumos energéticos en los sistemas de bombeo; por lo que es necesario, con el fin de llevar a cabo el transporte y procesamiento del crudo, emplear técnicas de tratamiento que reduzcan la viscosidad del crudo (Charry, 2020).

Dentro de las técnicas de tratamiento para el procesamiento del crudo en la actualidad se destacan: la dilución con disolventes orgánicos o aceites más ligeros, uso de mejoradores de flujo, reducción de arrastre mediante aditivos y el calentamiento. Otra de las técnicas de tratamiento empleadas en el mundo es la elaboración de una mezcla con fluidos de menor viscosidad y costo, como el agua. Esta técnica tiene como dificultad que el agua y el petróleo son sustancias químicamente inmiscibles, por lo que la mezcla de ambas origina una emulsión, sistemas que por lo general son inestables (Martín, Martínez, *et al.*, 2016); criterio que comparte (Quiñones, 2016).

En Cuba se aplican dos de los métodos antes mencionados en sus industrias petroleras para la reducción de la viscosidad del crudo: la dilución y el calentamiento (Peralta *et al.*, 2017).

3.1. Dilución

La dilución es uno de los métodos de reducción de viscosidad de crudos pesados más antiguos y de uso más extensivo en la industria; típicamente consiste en la adición de hidrocarburos líquidos ligeros, como condensados generados en la producción de gas natural, crudos ligeros, gasolina natural o nafta, al crudo pesado o material de interés que se requiere transportar, en proporciones entre 20 a 30 %. Los costos de inversión en el desarrollo de los oleoductos y sistemas de bombeo pueden ser significativos debido a que con esta dilución se incrementa el volumen a transportar y la necesidad de recuperar el solvente (Palou, 2011).

3.2. Calentamiento

Este método es el segundo más empleado en la industria petrolera para la reducción de la viscosidad y consiste en mantener la temperatura del crudo elevada hasta una temperatura menor de 100 °C a partir del aislamiento de secciones de tubería con el objetivo de permitir su transporte (Charry, 2020). A pesar de ser una técnica muy usada no es muy eficiente ya que el crudo no se mantiene a una temperatura uniforme y durante el rearranque si el flujo se detiene, el crudo podría perder tanto calor que el equipo de bombeo tendría un requerimiento de potencia mayor. Es por esto que el calentamiento necesario debe ser a temperaturas mayores de 50 °C, teniendo en cuenta el espacio con que se cuente para instalar generadores y calentadores (Rojas, 2019).

4. Equipos empleados en el transporte y trasiego del petróleo crudo

En la industria petrolera es necesario el transporte del crudo a través de un sistema de tuberías ya sea por vía marítima o terrestre, los principales equipos encargados de suministrar la energía mecánica necesaria para que la operación se cumpla son las bombas o sistemas de bombas, las cuales incrementan la velocidad o la presión del fluido. Mientras que los equipos encargados de elevar la temperatura del crudo y mantenerla a un valor mayor de 50 °C para una mayor fluidez del mismo son los intercambiadores de calor (Carrasco, 2012).

4.1. Sistema de bombas

Las bombas son máquinas que absorben energía mecánica y puede provenir de un motor eléctrico, térmico, entre otros. Esta energía del motor es transformada en energía que se transfiere a un fluido como energía hidráulica, la cual permite que el fluido pueda ser transportado de un lugar a otro, a un mismo nivel, diferentes niveles y a diferentes velocidades (PEMEX y CANACINTRA, 2018). Coinciden con este criterio algunos autores como Coronado (2016); Rosabal y Garcell (2006).

Las bombas son equipos empleados para una diversidad de usos, existen bombas para uso doméstico, hasta las que tienen alta complejidad como las bombas o sistemas de bombas empleadas en la industria petrolera.

Según PEMEX y CANACINTRA (2018) las bombas responden a una necesidad específica, por lo que presentan gran variedad de diseño, materiales y capacidades referida en la siguiente clasificación:

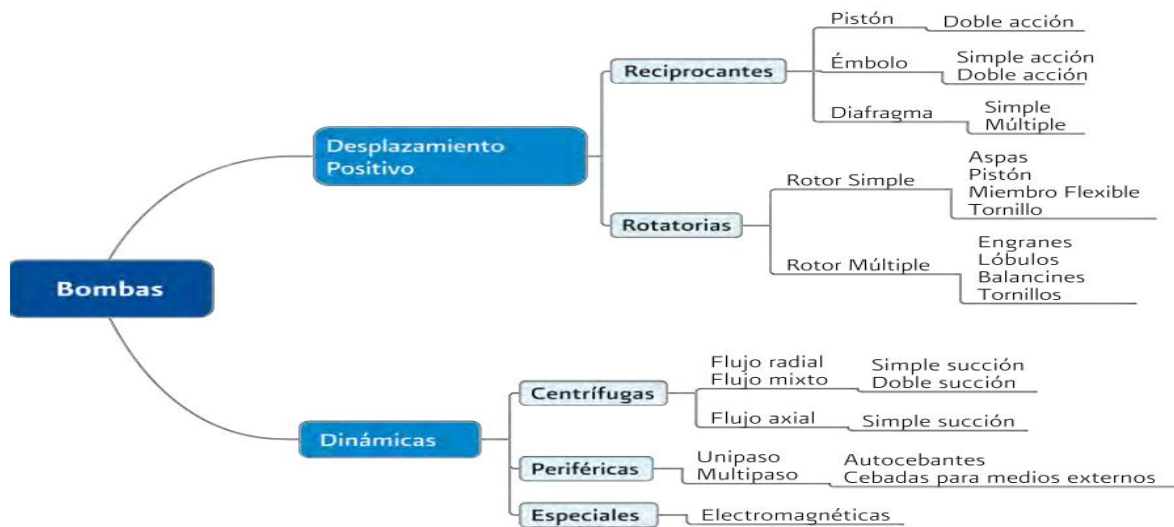


Figura 1. Diagrama de clasificación de las bombas. Fuente: (PEMEX y CANACINTRA, 2018)

4.2. Equipos más empleados en el bombeo del crudo

En la industria petrolera los sistemas de bombeo o bombas se emplean comúnmente para el transporte de hidrocarburos y sus derivados, manejo de fluidos presentes en los procesos de producción, entre otros (PEMEX y CANACINTRA, 2018).

A nivel mundial los equipos de bombeo más utilizados en el transporte y trasiego del crudo en la industria petrolera son: las bombas rotatorias de desplazamiento positivo, convenientes para trabajar con fluidos altamente viscosos, con considerable contenido de sólidos y altas presiones. La viscosidad creciente ayuda a estas bombas a perderse menos líquido en el deslizamiento del fluido, lo cual contrarresta las pérdidas por fricción y la caída en la relación carga-capacidad de la bomba (Muñoz, 2011).

Las bombas de mayor uso dentro los diversos tipos de bombas rotatorias de desplazamiento positivo son las bombas de tornillo. Las mismas tienen de uno a tres tornillos roscados convenientemente que giran en una caja fija y el flujo se establece entre las roscas de los tornillos y a lo largo del eje de los mismos. Son las que desplazan líquido, mediante la creación de un desequilibrio de presiones dentro de un entorno cerrado, este desequilibrio hace que el líquido se mueva de un lugar a otro en un intento de equilibrar la presión (Coronado, 2016).

Según PEMEX y CANACINTRA (2018), las bombas de tornillos son equipos con un impulsor helicoidal que acciona uno o más tornillos para generar una presión que permite el movimiento de los fluidos axialmente.

Las bombas de tornillos se pueden clasificar de diferentes formas según (Karassik, 2001):

- Bombas de un tornillo de cavidad progresiva: cuentan con un solo tornillo y son de simple flujo. Presentan un número limitado de aplicaciones.
- Bombas de doble tornillo, doble flujo: cuentan con dos tornillos bi-helicoidales, sincronizados en su rotación por ruedas dentadas.
- Bombas de triple tornillo, simple flujo: cuentan con un tornillo simple helicoidal conductor y dos tornillos conjugados, conducidos.
- Bombas de triple tornillo, doble flujo: cuentan con un tornillo doble helicoidal conductor y dos tornillos conjugados, conducidos.

5. Intercambiadores de calor

El proceso de intercambio de calor entre dos fluidos que están a diferentes temperaturas y separado por una pared sólida, ocurre en muchas aplicaciones de la ingeniería. El dispositivo que se utiliza para llevar a cabo este intercambio se denomina intercambiador de calor (Incropera, 1999). Los fluidos pueden ser componentes puros o mezclas (Kern, 1999).

5.1. Clasificación de los intercambiadores de calor

Los intercambiadores de calor se muestran en diversas formas y tamaños, materiales de manufactura y modelos, es por esto que según Cabanzón (2018), los intercambiadores se han categorizado con características comunes para una mejor clasificación atendiendo a: la trayectoria de fluidos, las características de construcción y la forma en la que el calor es transferido.

Clasificación atendiendo a la trayectoria de fluidos

Según Cabanzón (2018) y Kern (1999) los intercambiadores de calor atendiendo a la trayectoria de fluidos pueden clasificarse en:

Intercambiadores de calor de flujo paralelo: son aquellos en los cuales la distribución de los fluidos caliente y frío entran por el mismo extremo de la unidad, fluyen en la misma dirección y salen por el otro extremo. La diferencia de temperatura al principio es grande y luego decae al aumentar la distancia rápidamente y la temperatura de salida del fluido frío nunca excede la del fluido caliente.

Intercambiadores de calor de flujo a contracorriente: son aquellos en los cuales la distribución del flujo es a contracorriente, donde los fluidos entran a la unidad por extremos opuestos, fluyen en direcciones opuestas y salen por extremos opuestos. El cambio en la diferencia de temperaturas a lo largo de la longitud del intercambiador es menor que cuando el flujo es en paralelo. La temperatura de salida del fluido frío puede exceder la del fluido caliente.

Intercambiadores de calor de flujo cruzado de un solo paso: son aquellos en los cuales un fluido dentro de la unidad circula perpendicularmente a la trayectoria del otro.

Intercambiadores de calor de flujo cruzado de pasos múltiples: son aquellos en los cuales un fluido se desplaza transversalmente en forma alternativa con respecto a la otra corriente del fluido.

Clasificación atendiendo a las características de construcción

Según Cabanzón (2018), los intercambiadores de calor atendiendo a las características de construcción se pueden clasificar en:

Intercambiadores de calor tubular: generalmente son construidos por tubos circulares, elípticos, rectangulares, redondos y planos. Son intercambiadores diseñados para presiones relativamente altas y se utilizan principalmente para líquido-líquido y líquidos con cambio de fase, así como gas-líquido y gas-gas.

Intercambiadores de calor de placas: consisten en una sucesión de láminas de metal armadas en un bastidor y conectadas de modo que entre la primera y segunda placa circule un fluido y entre la segunda y tercera otro fluido, y así sucesivamente. Si el fluido frío circula por la parte delantera de la placa, el fluido caliente circula por la parte de atrás (Cuellar, 2016). Estos intercambiadores no pueden soportar altas presiones ni temperaturas. El coeficiente de transferencia de calor es considerablemente mayor que el alcanzado por un intercambiador tradicional de carcasa y tubos. Los intercambiadores de calor de placas son ideales para aplicaciones en las que los fluidos tienen una viscosidad relativamente baja y no contienen partículas. Además, son una elección ideal donde existe un pequeño salto térmico entre la temperatura de salida del producto y la temperatura de entrada del servicio (Gemina, 2015).

Intercambiadores de calor de tubos y coraza: son aquellos en los cuales ocurre transferencia de calor entre dos corrientes fluidas que no se mezclan o que no tienen contacto entre sí. Un fluido circula por dentro de los tubos y el otro por el exterior (fluido del lado de la carcasa). Se usa una

amplia variedad de configuraciones en los intercambiadores de calor de coraza y tubos, según el desempeño deseado de transferencia de calor, caída de presión y los métodos empleados para reducir los esfuerzos térmicos, prevenir fugas, fácil mantenimiento, soportar las presiones/temperaturas de operación, y la corrosión. Son el tipo de intercambiadores más usados en la industria en general (Cuellar, 2016).

Intercambiador de calor de tipo tubo espiral: consiste en una o más bobinas en forma de espiral colocadas dentro de un depósito, donde la transferencia de calor asociada con un tubo en espiral es mayor que la de un tubo recto; pero la limpieza del mismo es su mayor desventaja.

Clasificación atendiendo a la forma en la que el calor es transferido

Según Cabanzón (2018), los intercambiadores de calor atendiendo a la forma en la que el calor es transferido se pueden clasificar en:

Regeneradores: son aquellos donde el mismo espacio es ocupado alternativamente por los gases calientes y fríos entre los cuales se intercambia calor. Generalmente se emplean para recalentar el aire de las plantas de fuerza de vapor, de los hornos de fundición y de los hornos de hogar abierto. Además se emplean en la separación de gases a muy bajas temperaturas y en la producción de oxígeno.

Intercambiadores de calor de tipo cerrado: son aquellos equipos donde la transferencia de calor se realiza a través del cuerpo que separa las dos corrientes fluidas. El cuerpo puede ser un tubo, una placa o una pared que evite el contacto de los fluidos.

Intercambiadores de calor tipo abierto: son aquellos equipos donde la transferencia de calor se realiza entre los fluidos permitiendo el contacto directo entre ellos.

5.2. Intercambiadores de calor más empleados en la Industria del Petróleo

Según Incropera (1999), a nivel mundial los intercambiadores más empleados en la Industria petrolera y en la Industria química en general son los intercambiadores de calor de tubo y coraza, pues son intercambiadores diseñados "a la orden" para cualquier capacidad o condiciones de operación; desde vacío hasta ultra alta presión (alrededor de 100 MPa), desde temperaturas criogénicas hasta altas temperaturas (alrededor de 1100 °C), cualquier diferencia de temperaturas y/o caída de presión entre los fluidos, limitados solo por el material de construcción. Además pueden ser diseñados para condiciones especiales de operación como: fluidos extremadamente viscosos,

vibración, erosión, corrosión, mezclas multicomponentes y otros. Su tamaño varía desde muy pequeños ($0,1 \text{ m}^2$) hasta gigantes ($100\ 000 \text{ m}^2$), lo cual convierte a estos intercambiadores en los más versátiles en cuanto a variedad de materiales de construcción y tamaño.

Otros autores como Holman (1999), plantean que los intercambiadores de tubo y coraza no son intercambiadores compactos. Así que requieren un espacio considerable en la planta y presentan elevados costos de adquisición, instalación y montaje. Por lo que señala que la mayoría de ellos comparados con los correspondientes intercambiadores compactos son más caros y deberían ser reemplazados por estos últimos siempre que las condiciones lo permitan.

Se considera que los intercambiadores de calor de tubo y coraza, son los intercambiadores que por sus características de diseño y operación se presentan más convenientes para su empleo en la Industria petrolera; a pesar de que pueden tener un precio de adquisición elevado; coincidiendo con lo planteado por Incropera (1999).

5.3. Partes principales de un intercambiador de calor de tubo y coraza

Los componentes básicos del intercambiador de tubo y coraza son: el haz de tubos (o banco de tubos), coraza o carcasa, cabezal estacionario, cabezal flotante, deflectores, y la placa tubular:

- **Coraza o carcasa:** es la envolvente del segundo fluido, y las boquillas son los puertos de entrada y salida. Generalmente son de sección circular y está hecha de una placa de acero conformado en forma cilíndrica soldado longitudinalmente que contiene en su interior un haz de tubos por donde pasa el primer fluido (Cuellar, 2016).
- **Haz tubular:** elemento que se encuentra en el interior de la coraza conformado por tubos de transferencia situados paralelamente a ella. Generalmente están hechos de cobre o aleaciones de acero (Tirenti, 2017).
- **Placa tubular:** placas perforadas donde el haz tubular remata sus extremos. Sirven como elementos divisores entre el flujo del lado de la coraza y el flujo del lado de los tubos y por otra parte constituyen elementos de sujeción de los tubos (Tirenti, 2017).
- **Cabezal de distribución o estacionario:** tiene como función recibir el fluido que circula por el interior de los tubos, distribuirlo y recolectarlo para enviarlo fuera de él (Tirenti, 2017).
- **Cabezal flotante:** consiste en un cabezal que se fija a la placa tubular flotante por medio de pernos y un anillo dividido que tiene como función retornar el fluido que circula por el interior

de los tubos hacia el cabezal de distribución. Suelen producirse fugas debido al gran número de juntas que lleva este elemento (Tirenti, 2017).

De todo lo anterior se puede concluir que el petróleo crudo puede ser transportado por oleoductos y/o gaseoductos, y Buques-Tanques, sin embargo son los oleoductos los sistemas más eficientes y económicos para el transporte de petróleo crudo y sus derivados, tanto en tierra como en mar. Los principales equipos encargados del transporte del crudo en la industria petrolera son las bombas o sistemas de bombas, mientras que los equipos encargados de elevar y mantener la temperatura del crudo para hacerlo fluir con mayor facilidad a pesar de su alta viscosidad son los intercambiadores de calor. Las bombas más recomendadas por la literatura para el trasiego de petróleos pesados y sus derivados son del tipo rotatorio de desplazamiento positivo (bombas de tornillo), mientras que, para el calentamiento de los mismos, los intercambiadores de calor más recomendados son los del tipo de tubo y coraza.

Referencias bibliográficas

- Algel, K., y Boduszynski, M. (2000). *Composition and Analyses of Heavy Petroleum Fractions*. Marcel Dekker
- Barker, C., Robbins, W., Hsu, C., y Drew, L. (2005). *Petroleum*. 42. Retrieved 20/1/2021, from <http://www.scielo.org.co>
- Boigues, V. B., y Jover, V. M. (2019). *Análisis del Transporte Marítimo de CPP y estudio de un caso específico* [Tesis de Grado, Facultad Náutica de Barcelona-UPC]. España.
- Cabanzón, J. (2018). *Diseño y cálculo de un intercambiador de calor* [Trabajo Fin de Grado en opción al título de Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales, Universidad de Cantabria]. Cantabria.
- Carrasco, A. (2012). *Simulación del proceso de facilidades de producción de petróleo del Campo Villano, bloque 10* [Trabajo de Graduación, para la obtención del título de Ingeniero Químico, Universidad Central de Ecuador]. Quito, Ecuador.
- Charry, D. A. D. (2020). *Tratamiento de crudos pesados por sonicación con el uso de iniciadores radicalarios* [Tesis de Grado, Universidad Nacional de Colombia]. Bogotá, Colombia.
- Coker, K. (2018). *Characterization of Petroleum and Petroleum Fractions*. 1, 31-62. Retrieved 12/2/2021, from
- Coronado, A. R. (2016). *Sistema de Bombeo en la Industria Petrolera*. Retrieved 20 de marzo from <https://www.prezi.com>
- Cortés, C. (2017). *Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos* [Trabajo final en obtención al título de Ingeniero en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional]. Quito, Ecuador.
- Cuellar, J. A. C. (2016). *Intercambiadores de Calor*. UIS Málaga.
- García, E., y Morato, A. (2018). *Geología del Petróleo*. Ed. UPSE.
- González, J. (2016). *Clasificación del petróleo según su contenido de azufre*. Retrieved 20/3/2021, from <https://www.venelogia.com/archivos/9622>
- Holman, J. (1999). *Transferencia de calor*. Compañía Editorial Continental, S.A. de C.V.
- Incropera, y DeWitt. (2011). *Fundamentals of Heat and Mass Transfer* (Séptima Edición ed.). Editorial Prentice Hall.

- Incropera, F. (1999). *Fundamentals of Heat and Mass Transfer* (Cuarta Edición ed.). Prentice Hal.
- Karassik, I. (2001). *Pump Handbook* (McGraw-Hill, Ed. Tercera Edición ed.).
- Kern, D. (1999). *Procesos de Transferencia de Calor*. Compañía Editorial Continental, S.A. de C.V.
- Martín, E. M., Martínez, L. A., y Apodaca, F. D. R. (2016). Crude Oil Emulsification for Pipeline Transportation. *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, 17, 395-403.
- Muñoz, A. (2011). *Innovación tecnológica en sistemas de bombeo para fluidos de alta viscosidad* [Tesis presentada en opción al Título de Master en Ciencias en Ingeniería Mecánica, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica]. Unidad Zacatenco. México.
<http://redalyc.uaemex.mx>
- Navas, M. (2016). Tipos de petróleo crudo según grado API. Retrieved 20/3/2021, from <https://www.venologia.com/archivos/9589>
- Palou, M. (2011). Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: a review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 274-282.
- PEMEX, P. M., y CANACINTRA, C. N. d. I. d. T. (2018). *Estudio Sectorial: Bombas utilizadas por la Industria Petrolera*.
- Peralta, F., Blanco, D., Reina, F., y Mantilla, E. (2017). Transporte de crudo pesado por oleoducto usando el método de dilución: Un enfoque práctico para modelar la caída de presión y la precipitación de asfaltenos. *El reventón energético*, 15 (2), 7-9.
<https://doi.org/http://dx.doi.org/10.18273/revfue.v15n2-2017001>
- Pino, A. C. d., y Mur, R. G. (2014). *Proceso de refino del petróleo para la obtención de combustibles marinos* [Tesis de Grado, Facultad Náutica de Barcelona-UPC]. España.
- Quiñones, P. A. L. (2016). *Tratamiento químico del petróleo crudo que se transporta a través del Oleoducto Norperuano* [Tesis de Grado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos]. Lima, Perú.
- Rodríguez, N., Ochoa, H., Barnés, J., Aguilar, E., y Beltrán, J. (2017). *Estudio de la Calidad de los Combustibles Fósiles y su Impacto en el Medio Ambiente* Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos]. México.

- Rojas, O. M. A. (2019). *Metodología para la evaluación de la eficiencia energética en un sistema de levantamiento de crudo mediante unidades de bombeo mecánico* [Tesis de Grado, Universidad de Santander]. Bucaramanga, Colombia.
- Rosabal, J., y Garcell, L. (2006). *Hidrodinámica y separaciones mecánicas* (3 ed., Vol. 1). Félix Varela.
- Scott, D., Wiley, J., y Sons, H. (2007). Petroleum Technology. 1242. <https://www.knovel.com>
- Speight, G. (2015). Petroleum and petroleum products. In *Petroleum Product Analysis*, 1-25. <https://doi.org/https://onlineibrary.wiley.com/doi/10.1002/9781118986370.ch1>
- Tirenti, J. (2017). Parte II: Partes Principales, Carcasa y Cabezales, Conexiones, Conos. En *Intercambiadores de calor de C & T* (pp. 8-17). <https://etcfunsafe.com/cursos/tema-cambiadores-de-calor-decarcasa-y-tubos-ii/>
- Valdés, J. R. M. (2021). *Bioteología ambiental de los combustibles fósiles* [Tesis de Maestría, Universidad Autónoma de Peubla]. México.
- Vera, I. (2013). *Evaluación del sistema de tratamiento y trasiego de crudo en la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas. Propuestas de modificaciones tecnológicas* [Trabajo de diploma en opción al título de Ingeniero Químico, Universidad de Matanzas]. Matanzas, Cuba.