

# EVALUACIÓN ENERGÉTICA DEL TRATADOR TÉRMICO EN LA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE CRUDOS DE CANASÍ

## ENERGY EVALUATION OF HEATER-TREATER AT CANASÍ OIL BATTERY

**Oswaldo Gozá<sup>1</sup>, Rhaclí Molina<sup>1</sup>, Carlos Morón<sup>1</sup>, María E. de Zayas<sup>2</sup>**

(1) Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, CUJAE, Facultad Ingeniería Química,  
Calle 114, No. 11901 e/ Ciclovía y Rotonda, Marianao, La Habana - Cuba

(2) Empresa de Extracción de Crudo y Gas PETRAF S.A., Calle 11, No. 610 e/ 6 y 41, Miramar, La Habana - Cuba  
(e-mail: ogoza@quimica.cujae.edu.cu)

*Recibido: 17/10/2013 - Evaluado: 02/12/2013 - Aceptado: 08/01/2014*

### RESUMEN

En este trabajo se presentan los resultados obtenidos en la evaluación energética del tratador térmico de la planta de procesamiento de crudos de Canasí en el primer semestre del 2010. La evaluación consideró el cálculo de la eficiencia de separación, el porcentaje de pérdidas de calor al exterior, el porcentaje en exceso de aire y el rendimiento térmico por los métodos directo e indirecto. Para la solución de los balances de masa y energía se confeccionó un libro de trabajo en Microsoft Excel, que facilitó integrar en la evaluación otros equipos de la planta como el intercambiador de calor de crudo y el enfriador de agua. Se obtuvo que el tratador térmico presenta una alta eficiencia desde el punto de vista hidrodinámico, pero una baja eficiencia desde el punto de vista térmico, siendo las pérdidas de calor sensible en los gases de combustión las mayores.

### ABSTRACT

In this paper the results obtained in the energy evaluation of the heater-treater at Canasí oil battery in the first semester of 2010 are presented. The evaluation considered the calculation of separation efficiency, heat loss to ambient percent, air excess percent and thermal efficiency by direct and indirect methods. For the solution of mass and energy balances a Microsoft Excel workbook was developed, which facilitated to take into account in the evaluation other equipment in the plant such as the oil heat exchanger and the water cooler. The results showed that the heater-treater has a high hydrodynamic efficiency, but a low thermal efficiency, being gas sensible heat loss the biggest one.

Palabras claves: crudo; tratador térmico; balance térmico; modelación matemática

Keywords: crude oil; heater-treater; heat balance; mathematical modelling

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años en Cuba, con el descubrimiento y explotación de nuevos yacimientos la industria petrolera ha manifestado un desarrollo notable. El tratamiento de los crudos es una etapa intermedia entre los procesos de perforación-extracción y refinación del petróleo en la cual se consume una cantidad apreciable de energía. Trabajar con más eficiencia energética no sólo disminuye el consumo de combustible a utilizar, sino también disminuye los efectos negativos sobre el medio ambiente, al disminuir las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera producto de la combustión, y la contaminación de las aguas.

Uno de los yacimientos más relevantes en la industria del petróleo en Cuba es el yacimiento de Canasí, el cual ha sido el principal tributario de gas a la compañía mixta ENERGAS S.A. para la utilización en la generación de electricidad destinada al sistema electro energético del país, así como el suministrador fundamental de gas para el insumo de la población en Ciudad de la Habana como gas manufacturado. Este yacimiento ya está en la etapa de declinación de los pozos, caracterizada por una disminución de la producción de crudo, la inundación en agua de capa y el incremento de la producción de gas.

Los crudos obtenidos en este yacimiento se caracterizan por ser crudos pesados y con elevado contenido de asfaltenos, compuestos que se cree son los contribuyentes fundamentales a la estabilidad de las emulsiones de agua en petróleo (Sjoblom *et al.*, 2003). Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para los petróleos convencionales (Alboudwarej *et al.*, 2006). Dada la abundancia de las reservas de petróleo pesado, las compañías que actualmente se concentran en la producción de petróleos convencionales están ingresando en el ámbito del petróleo pesado, uniéndose a otras empresas que producen petróleo pesado desde hace varias décadas.

El petróleo cuando sale a la superficie desde los pozos, viene mezclado con gas y agua; este fluido llega a las instalaciones denominadas facilidades de superficie, que tienen la finalidad de producir crudo en especificación, para esto es preciso estabilizarlo, es decir, eliminar el gas disuelto y deshidratarlo. El agua que acompaña a los fluidos de producción se divide en dos tipos, el agua que está emulsionada y el agua libre, esta última se separa por gravedad formando una interfase emulsión - agua libre; esta separación es denominada primaria. Los separadores de agua libre, son equipos utilizados en facilidades de superficie de la industria petrolera para separar gas, emulsión crudo-agua y agua libre.

Las emulsiones son desestabilizadas mediante el incremento de la temperatura y el tiempo de residencia, la remoción de los sólidos y el control de los emulsificantes. Los métodos involucrados en la desemulsificación incluyen el térmico, el mecánico, el eléctrico y el químico (Kokal, 2005). El tratamiento de la emulsión es normalmente ejecutado en el crudo inmediatamente después que se le ha extraído el gas, en un recipiente diseñado como tratador bien sea térmico o termoelectrostático. La función del tratador es deshidratar el crudo producido, hasta alcanzar los niveles específicos de *BS&W* (Basic Sediment and Water) (Granados & Gutiérrez, 2007).

Los costos asociados al consumo de energía, la transportación y el tratamiento del agua separada pueden alcanzar un 80 % del costo total de producción de la planta de tratamiento, de aquí la importancia de contar con sistemas de tratamiento de alta eficiencia (Forero *et al.*, 2008).

La planta de tratamiento de crudos de Canasí presenta la tecnología de avanzada de tratamiento térmico del crudo, la cual a pesar de ser más eficiente que la tecnología tradicional, presenta reservas para un incremento en la eficiencia energética y para procesar una cantidad mayor de crudo debido al declive de los pozos que suministran la planta.

Si bien en la literatura se reportan diversos trabajos que presentan tanto el diseño como la evaluación de facilidades de superficie (Álvarez, 2004; Galvis, 2007; Rebolledo & Macías, 2007; Calvete *et al.*, 2008; Rojas, 2010; Sanabria & Cifuentes, 2010; Espín & Constante, 2011; García, 2011; Andrade, 2012; Carrasco, 2012; Araque & Alonso, 2012; EnSys Yocum, 2013), sin embargo, son pocos los que presentan la simulación de los tratadores térmicos (Álvarez, 2004; Rojas, 2010; Araque & Alonso, 2012; Carrasco, 2012), y en todos estos casos se aborda sólo la evaluación desde el punto de vista hidrodinámico y no energético.

El presente trabajo tiene como objetivo presentar una evaluación energética realizada al tratador térmico de la planta de tratamiento de crudos de Canasí, la que permitió identificar problemas que afectan su eficiencia energética.

## **MATERIALES Y MÉTODOS**

### Descripción de la planta

El esquema tecnológico de la planta se muestra en la Figura 1 (Molina, 2010).

La planta recibe el crudo bombeado directamente a través de tuberías subterráneas desde 11 pozos. El crudo proveniente de los pozos se caracteriza por ser muy pesado, con una densidad de 10-14 °API, así mismo presenta un alto contenido de agua, y una elevada proporción gas/líquido, los que se han ido incrementando paulatinamente en los últimos años con la declinación de los pozos.

En el recolector de entrada (*manifold*) se decide cual de los pozos en explotación es el que se pasa al separador de medición para el muestreo. En este equipo se contabiliza el gas y se realizan las mediciones de los fluidos líquidos por pesadas a través de un sensor, obteniéndose los valores de densidad del crudo y el agua, y el porcentaje volumétrico de agua del fluido (denominado *BSW*).

Por la línea de grupo circulan las producciones de todos los pozos del yacimiento, excepto la del pozo que se está midiendo, hasta el separador de grupo donde comienza la separación del fluido en tres fases, dos líquidos y el gas acompañante.

El separador de grupo tiene la función de separar el crudo en tres fases, el gas que sale por la parte superior se dirige hacia el separador de arrastre (*scrubber*), donde es limpiado (liberado de los líquidos menos volátiles) antes de ser destinado para la entrega a ENERGAS S.A. y la alimentación de los quemadores del tratador.

La fase intermedia dentro del separador corresponde a la emulsión agua en crudo, dicha emulsión una vez fuera del separador se dirige al tanque de surgencia, pero antes intercambia calor en el enfriador con el agua caliente que sale del tratador, incrementando su temperatura. La fase que sale por el fondo del separador de grupo, corresponde al agua libre que viene junto con el petróleo de los pozos, esta agua libre es separada del resto de la emulsión y es llevada al tanque de producción de agua.

El intercambiador de crudo y el enfriador de agua son intercambiadores de calor de tubos y coraza 1-1, utilizados para la recuperación energética de las corrientes de salida del tratador, con los que se precalienta la emulsión que va a ser sometida al tratamiento térmico de deshidratación.

El enfriador de agua (*cooler*) tiene como objetivo principal enfriar el agua que es separada de la emulsión, para poder ser procesada posteriormente en la planta tratamiento de agua sin perjudicar el polímero que se utiliza en el proceso de flotación.

El intercambiador de crudo, además de precalentar la emulsión que entra al tratador, enfría el crudo ya tratado antes de ser enviado a los tanques de venta.

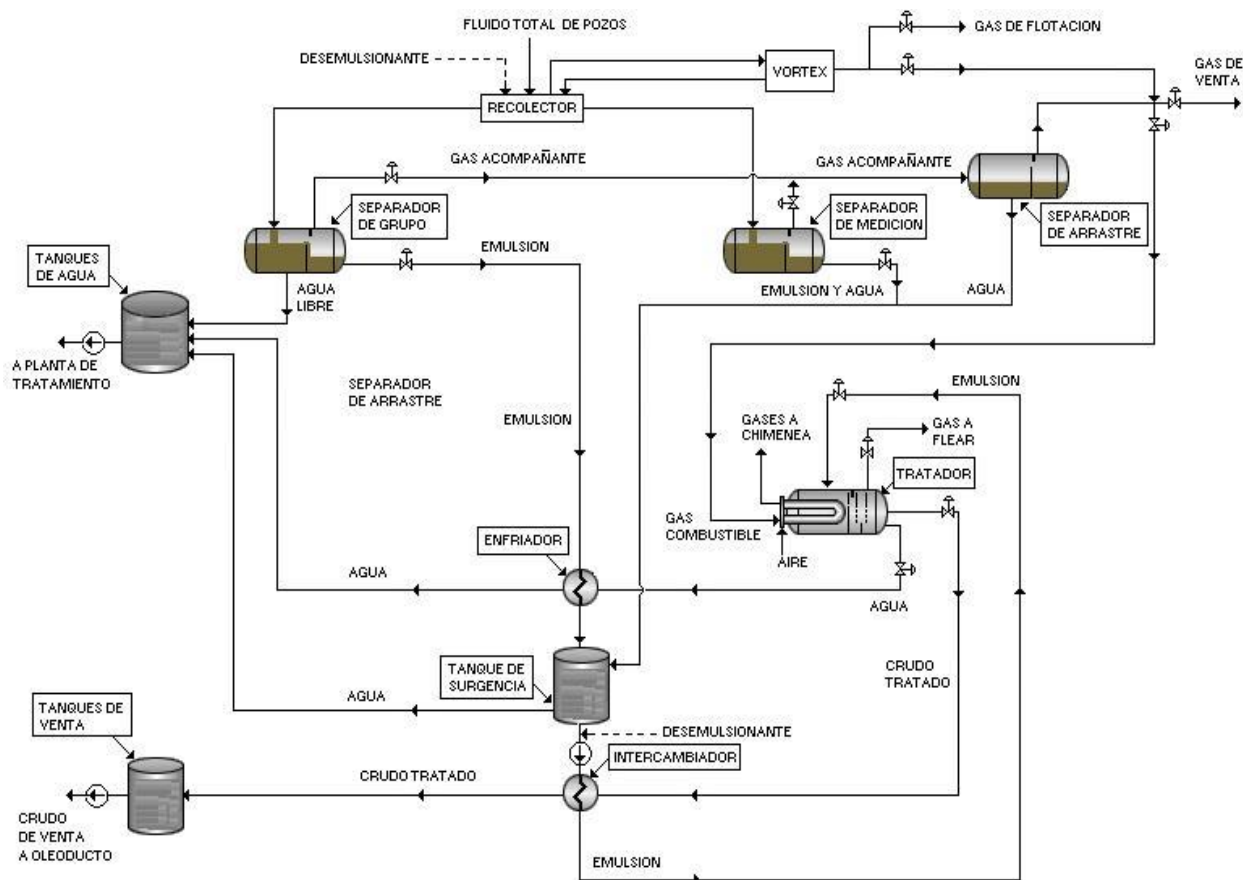


Fig. 1: Esquema tecnológico de la planta de tratamiento de crudos de Canasí.

El tratador térmico (*heater-treater*) es el equipo principal en el proceso tecnológico, con un tiempo de residencia del fluido de unas 4 horas, lo que constituye un ahorro significativo en el tiempo de tratamiento y representa un salto marcado en la tecnología de tratamiento de crudos (S.P.C., 2002). Este equipo tiene como función separar la mayor parte del agua emulsionada que trae el crudo hasta valores de *BSW* iguales o inferiores a 1%, y el gas ocluido remanente dentro de la emulsión. Dadas las altas temperaturas que se requieren para reducir la viscosidad, el equipo tiene un alto consumo de energía térmica (Smuin, 2013).

La planta cuenta con dos tratadores térmicos horizontales, que son los normalmente utilizados para procesar flujos provenientes de varios pozos (Arnold & Stewart, 2008). Dicho equipo consta de tres secciones que se muestran en la Figura 2.

En la primera sección se encuentra la cámara de combustión en la que con dos quemadores se quema el gas acompañante utilizado como combustible; los gases de combustión a través de dos tubos de fuego intercambian calor con la emulsión a la que le elevan su temperatura hasta valores cercanos a 140°C, y son evacuados por la chimenea mediante tiro natural.

En la segunda sección, llamada de coalescencia, debido a las altas temperaturas de la emulsión y los choques y cambios de dirección con las ranuras de los baffles, se logra la coalescencia de las partículas del agua emulsionada. Al final de esta sección el agua ya separada sale por el fondo y es enviada hacia el enfriador, y por la parte superior sale el gas separado que va hacia la antorcha (*flear*).

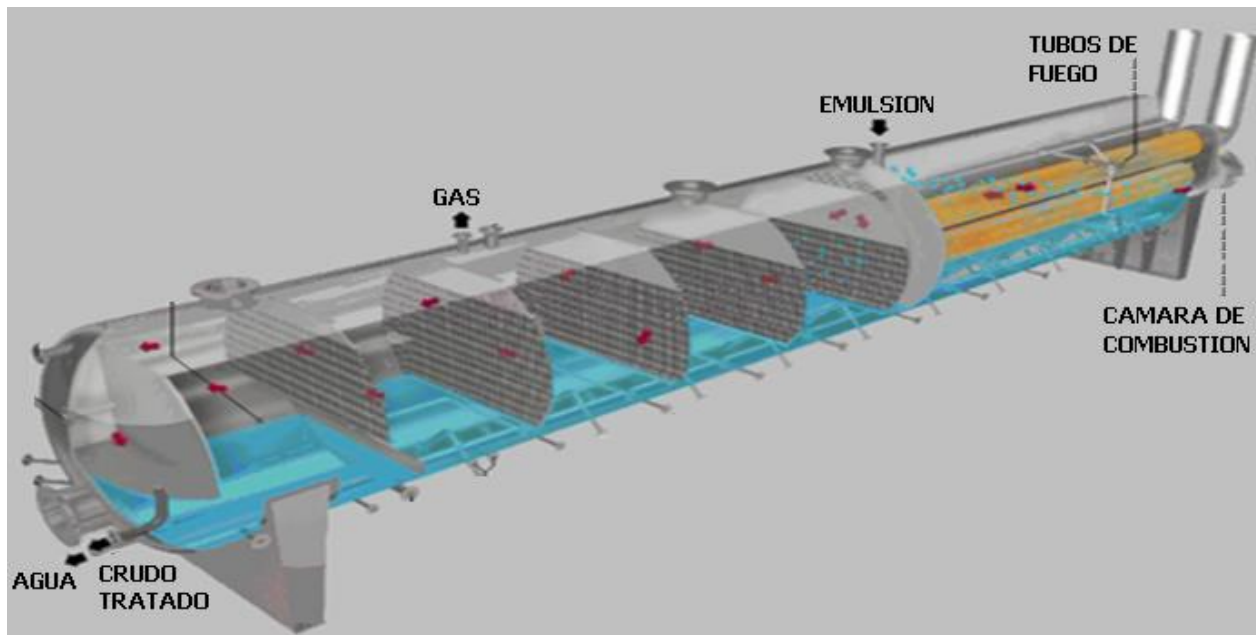


Fig. 2: Esquema del tratador térmico horizontal.

El crudo deshidratado cae por rebozo en la tercera sección o cámara de salida, ya con un contenido de agua muy pequeño, con valores de *BSW* inferiores a un 1 % ya listo para la venta.

Los tanques de agua del proceso reciben el agua libre del separador de grupo, del tanque de surgencia y el agua separada del tratador. De aquí dicha agua, que está contaminada por los arrastres de hidrocarburos, es bombeada a la planta de tratamiento.

En la planta de tratamiento se logra la separación de los hidrocarburos mediante un sistema de floculación y flotación, con la utilización de un polímero que adsorbe los hidrocarburos y parte del gas que se extrae de los pozos que se utiliza no con fines energéticos sino tecnológicos como gas de flotación. El agua saliente después de haber sido sometida a un riguroso monitoreo de control de calidad es vertida al mar a través de un tubo submarino a una distancia de un kilómetro de la costa.

#### Procedimiento de evaluación

La evaluación energética del tratador térmico se fundamentó en los balances de masa y energía. Teniendo en cuenta que en la planta no se contaba con una herramienta computacional para facilitar la solución sistemática de estos cálculos, se desarrolló un libro de trabajo en Microsoft Excel que permitió además integrar otros equipos en la evaluación.

En la evaluación del tratador térmico se consideraron como corrientes las representadas esquemáticamente en la Figura 3.

Como información de entrada a medir para realizar los cálculos en el tratador, se necesitan la temperatura de todas las corrientes, el *BSW* y el flujo volumétrico de la emulsión y del crudo tratado, el flujo volumétrico y la composición molar del gas separado y del gas acompañante usado como combustible, y la composición molar en base seca de los gases de combustión. Los valores de los calores de combustión, y de las constantes de las ecuaciones empíricas que permiten evaluar la capacidad calorífica a presión constante de cada gas se tomaron de la literatura (Hougen *et al.*, 1982).

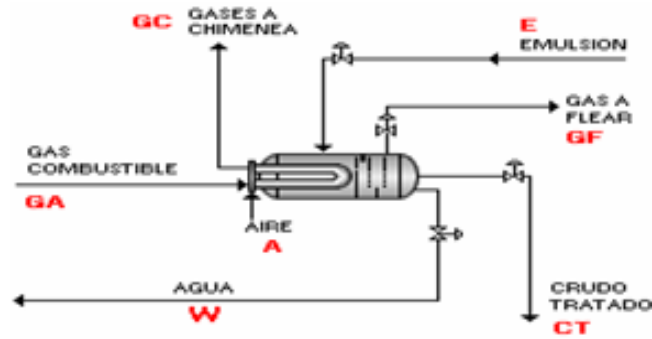


Fig. 3: Esquema del tratador térmico con las corrientes de entrada y salida.

Para el tratador en su conjunto se calculan como indicadores de comportamiento la eficiencia de separación, el porcentaje de pérdidas de calor al exterior, y el rendimiento térmico tanto por el método directo como por el método indirecto, mediante las ecuaciones que se muestran a continuación.

La eficiencia de separación ( $E_s$ ) viene dada por:

$$E_s = \frac{W}{E * \frac{BSW_E}{100}} * 100 \quad (1)$$

Donde  $W$  es el flujo volumétrico de agua separada ( $m^3/h$ ) calculado mediante el balance de agua según la ecuación 2,  $E$  y  $BSW_E$  son el flujo volumétrico de emulsión ( $m^3/h$ ) y el porcentaje volumétrico de agua en la emulsión respectivamente.

Balance de agua

$$W = E * \frac{BSW_E}{100} - CT * \frac{BSW_{CT}}{100} \quad (2)$$

Donde  $CT$  es el flujo volumétrico del crudo tratado ( $m^3/h$ ) y  $BSW_{CT}$  es el porcentaje volumétrico de agua en el crudo tratado (%).

El porcentaje de pérdidas de calor al exterior (%P) viene dado por:

$$\%P = \frac{Q_{cedg} + Q_{absp}}{Q_{cedg}} * 100 \quad (3)$$

Donde  $Q_{absp}$  es el calor absorbido por el sistema petróleo (kJ/h) y  $Q_{cedg}$  es el calor cedido por el sistema reaccionante gaseoso (kJ/h), los que se calculan mediante los respectivos balances de energía según las ecuaciones 4 y 9.

Balance de energía para el sistema petróleo

$$Q_{absp} = \Delta H_{CT} + \Delta H_W + \Delta H_{GF} \quad (4)$$

Donde:

$\Delta H_{CT}$ : Variación de entalpía total del crudo tratado, kJ/h.

$\Delta H_W$ : Variación de entalpía total del agua separada, kJ/h.

$\Delta H_{GF}$ : Variación de entalpía total del gas separado y enviado a la antorcha, kJ/h.

Estas variaciones de entalpía constituyen calores sensibles que es posible calcular a partir de las capacidades caloríficas a presión constante, así se tiene que:

Para el crudo tratado

$$\Delta H_{CT} = CT * \left(1 - \frac{BSW_{CT}}{100}\right) * D_{aceite} * \int_{T_E}^{T_{CT}} C_{p(aceite)} dt + CT * \frac{BSW_{CT}}{100} * \int_{T_E}^{T_{CT}} C_{p(agua)} dt \quad (5)$$

Donde:

$C_{p(agua)}$ : Capacidad calorífica a presión constante del agua líquida. Se consideró constante y con un valor igual a 4186 kJ/m<sup>3</sup> °C.

$T_E$ : Temperatura de la emulsión, °C.

$T_{CT}$ : Temperatura del crudo tratado, °C.

$D_{aceite}$ : Densidad del aceite en el crudo tratado, kg/m<sup>3</sup>.

$C_{p(aceite)}$ : Capacidad calorífica a presión constante del aceite, kJ/kg °C. Fue evaluada mediante la ecuación 6 reportada en la literatura (Rodríguez *et al.*, 2001).

$$C_{p(aceite)} = 1.055 * 10^{-3} * (1738 + 2.5 * T) \quad (6)$$

Para el agua separada

$$\Delta H_W = W * C_{P(agua)} * (T_W - T_E) \quad (7)$$

Donde  $T_W$  es la temperatura del agua separada (°C).

Para el gas separado y enviado a la antorcha

$$\Delta H_{GF} = \frac{101,3 * GF}{2394,5} \sum X_{gas} \int_{T_E}^{T_{GF}} C_{p(gas)} dt \quad (8)$$

Donde:

GF: Flujo volumétrico de gas separado y enviado a la antorcha a condiciones de referencia 101,3 kPa y 288K, Nm<sup>3</sup>/h.

$T_E$ : Temperatura de la emulsión, K.

$T_{GF}$ : Temperatura del gas separado y enviado a la antorcha, K.

$X_{gas}$ : Composición molar del gas separado y enviado a la antorcha, fracción.

$C_{p(gas)}$ : Capacidad calorífica a presión constante del gas, kJ/kmol K.

Balance de energía para el sistema reaccionante gaseoso (combustión).

$$Q_{cedg} = \sum \Delta H_{entrada} + \sum \Delta H_{reacción} + \sum \Delta H_{salida} \quad (9)$$

Donde:

$\Sigma \Delta H_{\text{entrada}}$  : Entalpía de las sustancias que entran relativa a 298K, kJ/h.

$$\Sigma \Delta H_{\text{entrada}} = \Delta H_{GA} + \Delta H_A \quad (10)$$

$\Delta H_{GA}$  : Entalpía del gas acompañante usado como combustible relativa a 298K, kJ/h.

$$\Delta H_{GA} = \frac{101,3 * GA}{2394,5} * \Sigma X_{\text{gas}} * \int_{T_{GA}}^{298} C_{p(\text{gas})} dt \quad (11)$$

GA: Flujo volumétrico del gas acompañante usado como combustible a condiciones de referencia 101,3 kPa y 288K, Nm<sup>3</sup>/h.

T<sub>GA</sub>: Temperatura del gas acompañante usado como combustible, K.

X<sub>gas</sub>: Composición molar del gas acompañante usado como combustible, fracción.

C<sub>p(gas)</sub>: Capacidad calorífica a presión constante del gas, kJ/kmol K.

$\Delta H_A$  : Entalpía del aire de combustión relativa a 298K, kJ/h.

$$\Delta H_A = n_{\text{aire seco}} * \int_{TA}^{298} C_{p(\text{aire seco})} dt + n_{H_2O} * \int_{TA}^{298} C_{p(\text{agua(g)})} dt \quad (12)$$

Donde:

n<sub>aire seco</sub>, n<sub>H2O</sub>: Flujos molares de aire seco y agua alimentados en el aire de combustión, kmol/h. Se calculan mediante el balance de masa de nitrógeno en el sistema reaccionante.

TA: Temperatura del aire de combustión, K.

C<sub>p(aire seco)</sub> y C<sub>p(agua(g))</sub>: Capacidad calorífica a presión constante del aire seco y el agua gaseosa respectivamente, kJ/kmol K.

$\Sigma \Delta H_{\text{reacción}}$  : Variación de entalpía por concepto de las reacciones de combustión, kJ/h.

$$\Sigma \Delta H_{\text{reacción}} = VCI_{\text{total combustible}} - VC_{\text{total CO}} \quad (13)$$

Donde:

VCI<sub>total combustible</sub> : Valor calórico inferior total del gas combustible GA, kJ/h. Se calcula según la ecuación 14.

$$VCI_{\text{total combustible}} = GA_m * VCI_{\text{combustible}} \quad (14)$$

GA<sub>m</sub>: Flujo molar del gas acompañante usado como combustible, kmol/h.

El valor calórico inferior del gas combustible (kJ/kmol) se evalúa como:

$$VCI_{\text{combustible}} = \Sigma (X_i)_{GA} * VCI_i \quad (15)$$

VCI<sub>i</sub> : Valor calórico inferior de cada gas i en GA, kJ/kmol.

VC<sub>total CO</sub>: Valor calórico total del CO<sub>(g)</sub> en los gases de combustión GC, kJ/h. Se calcula según la ecuación 16.



$$VC_{total\ CO} = n_{CO(GC)} * 67636,1 \left( \frac{kcal}{kmol} \right) * 4,186 \left( \frac{kJ}{kcal} \right) \quad (16)$$

Donde:

$n_{CO(GC)}$ : Flujo molar de CO(g) en los gases de combustión GC, kmol/h.

$\Sigma \Delta H_{salida}$ : Entalpía de los gases combustión relativa a 298 K, kJ/h. Se evalúa mediante la ecuación (17).

$$\Sigma \Delta H_{salida} = \Sigma n_{gas(GC)} * \int_{298}^{T_{GC}} C_{p(gas)} dt \quad (17)$$

Donde:

$n_{gas(GC)}$ : Flujo molar de cada gas en la corriente de gases de combustión GC, kmol/h. Se evalúa mediante el balance de masa de carbono en el sistema reaccionante.

$T_{GC}$ : Temperatura de los gases de combustión, K.

El rendimiento térmico evaluado por el método directo ( $\eta_{TD}$ ) viene dado por:

$$\eta_{TD} = \frac{Q_{absp}}{VCI_{total}} * 100 \quad (18)$$

El rendimiento térmico evaluado por el método indirecto ( $\eta_{TI}$ ) viene dado por:

$$\eta_{TI} = 100 - Q_{GC} - Q_{EXT} - Q_{IQ} + \left| \Sigma \Delta H_{entrada} \right| \quad (19)$$

Donde,

$Q_{GC}$ : Pérdidas de calor sensible en los gases de combustión.

Las pérdidas de calor sensible de los gases de combustión se evalúan como:

$$Q_{GC} = \frac{\Sigma \Delta H_{salida}}{VCI_{total\ combustib\grave{e}}} * 100 \quad (20)$$

$Q_{EXT}$ : Pérdidas de calor al exterior. Se evalúan mediante la ecuación 21.

$$Q_{EXT} = \frac{|Q_{cedg} + Q_{absp}|}{VCI_{total\ combustie}} * 100 \quad (21)$$

$Q_{IQ}$ : Pérdidas de calor por incombustión química. Se evalúan mediante la ecuación 22.

$$Q_{IQ} = \frac{VC_{total\ CO}}{VCI_{total\ combustib\grave{e}}} * 100 \quad (23)$$

Con el objetivo de facilitar la evaluación frecuente de la planta, los cálculos en el tratador térmico fueron integrados con cálculos realizados en el intercambiador de calor de crudo, el enfriador de agua y la planta completa.

Como resultado se obtuvo un libro de trabajo con tres hojas de cálculo. En las Figuras 4 y 5 se muestra la hoja de cálculo correspondiente a la evaluación del tratador, mientras que en las Figuras 6 y 7 se muestran las hojas de cálculo en las que se realizaron evaluaciones del intercambiador de calor de crudo, el enfriador de agua y la planta completa.

Para el intercambiador de calor de crudo y el enfriador de agua, la evaluación en la hoja de cálculo consistió en calcular los porcentajes de pérdidas de calor a partir de los flujos procesados en el tratador térmico.

Para la planta completa la evaluación de la hoja de cálculo consistió en resolver los balances de masa de aceite, gas y agua.

El balance de aceite establece que el aceite en crudo de venta es igual al aceite de pozos.

El balance de gas establece que el gas de pozos es igual a la suma del gas de flotación, el gas de venta, el gas al tratador y el gas a la antorcha.

El balance de agua establece que el agua de pozos es igual a la suma del agua libre del separador de grupo, el agua separada en el tratador, el agua separada en el tanque de surgencia y el agua en crudo de venta.

Con los resultados de estos balances se determina el flujo total de pozos que procesa la planta, y la relación gas/líquido que lo caracteriza.

## **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

Para realizar la evaluación se conformó un caso base con las condiciones frecuentes de operación de la planta en el primer trimestre de 2010.

En el caso base la planta entrega un flujo de crudo de 13 m<sup>3</sup>/h, lo que representa el 12 % de la capacidad total de diseño de la planta (108 m<sup>3</sup>/h), valor muy bajo debido a la gran declinación que han experimentado los pozos. De dos tratadores térmicos instalados solamente se encuentra uno en funcionamiento. Los parámetros operacionales relacionados con la operación de la planta en esas condiciones, y los resultados obtenidos en la solución de los balances mediante el libro de trabajo en Microsoft Excel son los mostrados en las Figuras 4, 5, 6 y 7. Un resumen de los resultados obtenidos se muestra en la Tabla 1.

De los trabajos consultados que tratan la evaluación de tratadores térmicos, todos presentan la evaluación solo desde el punto de vista hidrodinámico calculando la eficiencia de separación, ninguno presenta el cálculo de la eficiencia energética ya sea por el método directo o indirecto, desconociéndose por tanto el espectro de pérdidas asociado al sistema de combustión, tal y como se ilustra a continuación para el tratador térmico evaluado en este trabajo. Álvarez (2004), utilizando el simulador HYSYS realiza la evaluación de tratadores electrostáticos abordando solo la eficiencia de separación. Rojas (2010), utilizando el simulador Pro/II realiza una evaluación de tratadores electrostáticos en la que no se consideraron pérdidas de calor. Araque y Alonso (2012), utilizando el simulador HYSYS realizan un análisis de sensibilidad de la eficiencia de separación del tratador térmico con la temperatura del tratador, la longitud de la zona de calentamiento y la gravedad API de diferentes crudos pesados. Carrasco (2012), utilizando el simulador ASPEN HYSYS realiza una evaluación de tratadores térmicos en la que no aborda la eficiencia de la combustión.

De los resultados se observa que el tratador térmico presenta una alta eficiencia desde el punto de vista hidrodinámico (eficiencia de separación 99,3%), pero una baja eficiencia desde el punto de vista térmico (rendimiento térmico 60,4%).

La baja eficiencia térmica se debe fundamentalmente a las altas pérdidas de calor sensible en los gases producto de la combustión (38,0%), motivada por la elevada temperatura de salida de los gases (360°C) y el elevado porcentaje del exceso de aire (199,3%), y está en correspondencia con los intervalos de valores reportados por Ferguson y Stechmann (1980), Arnold y Neulander (1999) y Granados y Gutiérrez (2007). Si bien el elevado porcentaje de aire propicia que las pérdidas por incombustión química sean prácticamente nulas, se tiene como efecto negativo un incremento significativo de las pérdidas por calor sensible, de aquí que existan reservas en el equipo para un incremento del rendimiento térmico mediante un mejor control del exceso de aire.

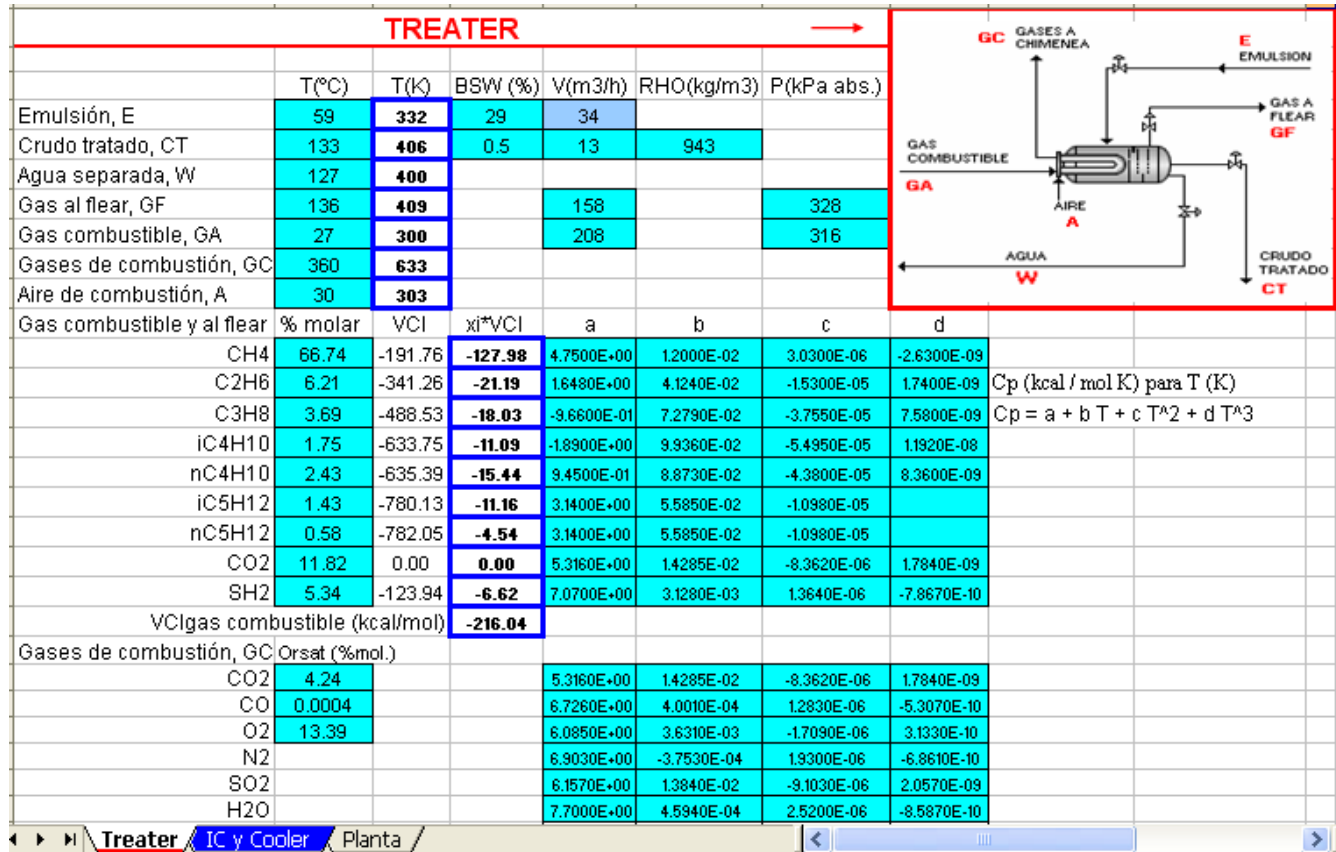


Fig. 4: Hoja de cálculo del tratador térmico (datos).

Tabla 1: Resultados de la evaluación de la planta en el caso base.

Eficiencia de separación del tratador térmico (%)	99,3
Porcentaje de pérdidas de calor al exterior del tratador térmico (%)	3,5
Rendimiento térmico del tratador (%)	60,4
Pérdidas de calor sensible en los gases de combustión en el tratador térmico (%)	38,0
Pérdidas de calor al exterior en el tratador térmico (%)	2,2
Pérdidas de calor por incombustión química en el tratador térmico (%)	0,0
Porcentaje en exceso de aire en el tratador térmico (%)	199,3
Porcentaje de pérdidas de calor al exterior en los intercambiadores (%)	4,5
Relación gas/líquido del flujo total de pozos que procesa la planta (Nm <sup>3</sup> gas/m <sup>3</sup> líquido)	1234

En la baja eficiencia térmica del equipo también está incidiendo el bajo porcentaje de carga a que está operando el tratador, 13 m<sup>3</sup>/h, de una capacidad de 62,5 m<sup>3</sup>/h para un 21% de carga, lo que se encuentra relacionado con la gran declinación que han experimentado los pozos.

SISTEMA PETROLEO		SISTEMA COMBUSTION			
Balance de agua	W (m <sup>3</sup> /h) = 9.8	Gas combustible, GA (kmol/h)	8.8	Tbase (K) = 298	
Balance de energía		Centra (kmol/h)	11.3	Gases secos (kmol/h)	
▲H crudo tratado (KJ/h)	1991967.0	CO2	11.3	▲H gas i (KJ/h)	▲H gas i (%)
▲H agua eliminada (KJ/h)	2788127.2	CO	0.0	163371.4	5.4
Gas a flear (kmol/h)	6.7	O2	35.8	372670.1	12.3
▲h gas i (KJ/kmol)		N2	220.2	2188074.2	72.4
CH4	2038.9	SO2	0.5	7100.7	0.2
C2H6	298.4	H2O	24.8	291449.2	9.6
C3H8	252.4	H2O form.	18.1		
iC4H10	157.7	▲H gases de combustión (kJ/h)		3022676.4	100.0
nC4H10	221.0	▲H reacción  (kJ/h)		7957327.1	
iC5H12	102.9	▲hgas i  (KJ/kmol)			
nC5H12	41.7	CH4		47.7	
CO2	363.8	C2H6		6.6	
SH2	144.2	C3H8		5.5	
▲H gas a flear (kJ/h)	24203.3	iC4H10		3.4	
<b>Qabs (kJ/h)</b>	<b>4804297.4</b>	nC4H10		4.8	
<b>SISTEMA COMPLETO</b>		iC5H12		2.3	
Método directo →	% de pérdidas de calor	nC5H12		0.9	
	Rendimiento térmico (%)	CO2		8.8	
		SH2		3.6	
Método indirecto →	Pérdidas de calor sensible en gases (%)	▲H GA  (KJ/h)		735.4	
	Pérdidas de calor al exterior (%)	Aire de combustión, A			
	Pérdidas por incombustión química (%)	Aire seco		40202.1	
	Entalpia total de entrada (%)	Agua		1133.0	
	Rendimiento térmico (%)	▲H A  (KJ/h)		41335.1	
	▲  %	▲H entrada  (KJ/h)		42070.5	
Diferencia	0.00 0.01	Qced  (kJ/h)		4976721	
		O2 teórico, kmol/h		19.6	
		O2 real, kmol/h		58.5	
		% exceso de aire		199.3	
		Eficiencia de separación (%) 99.3			

Fig. 5: Hoja de cálculo del tratador térmico (resultados).

Del espectro de pérdidas obtenidas por el método indirecto se observa que las pérdidas por incombustión química son prácticamente nulas, mientras que las pérdidas de calor al exterior toman un valor bajo (2,2%), indicativo del buen estado de aislamiento térmico del equipo.

Como efecto negativo sobre el medio ambiente en la operación del tratador, se tienen las emisiones de 11,3 kmol/h (11,9 t/d) de CO<sub>2</sub> y 0,5 kmol/h (0,8 t/d) de SO<sub>2</sub>, gases que contribuyen al efecto invernadero y las lluvias ácidas respectivamente.

El intercambiador de crudo y el enfriador de agua están operando con un porcentaje de pérdidas de calor aceptable inferior al 5%, propiciado por el buen estado de aislamiento. Se conoce que ambos equipos trabajan con caídas de presión significativamente menores que los valores máximos admisibles de diseño, y con coeficientes globales de transferencia de calor bajos, lo cual se encuentra asociado a los bajos valores de flujo que manejan al estar trabajando la planta muy por debajo de su capacidad de diseño.

De los resultados de los balances en la planta se observa que el fluido de los pozos está formado mayoritariamente por gas (99,9% en volumen, relación gas/líquido de 1234 Nm<sup>3</sup> gas/m<sup>3</sup> líquido), y en mucha menor proporción, por agua y aceite (0,1% restante), lo cual es una consecuencia del declive de los pozos en los yacimientos.

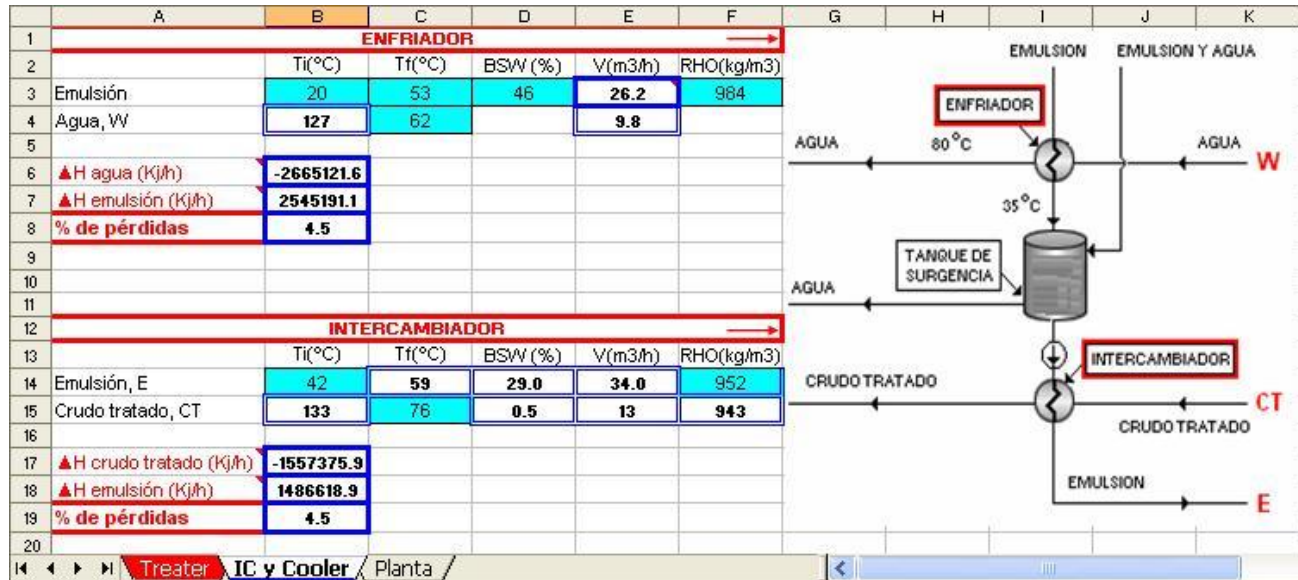


Fig. 6: Hoja de cálculo del intercambiador de calor de crudo y el enfriador de agua.

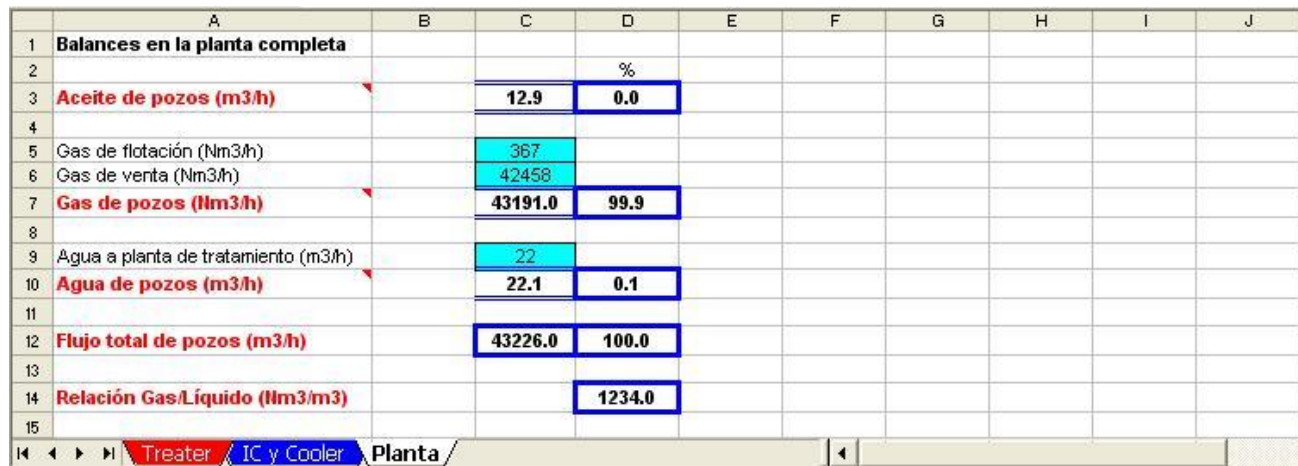


Fig. 7: Hoja de cálculo de la planta completa.

## CONCLUSIONES

Se realizó una evaluación energética del tratador térmico de la planta de tratamiento de crudos de Canasí en el primer semestre del 2010, que permitió calcular el rendimiento térmico y el espectro de pérdidas de calor asociado al sistema de combustión. Como resultados se obtuvo que el mismo presenta una alta eficiencia desde el punto de vista hidrodinámico, pero una baja eficiencia desde el punto de vista térmico, en correspondencia con intervalos de valores reportados en la literatura, siendo las pérdidas de calor sensible en los gases de

combustión las mayores. El valor alto de dichas pérdidas se encuentra asociado a valores altos de la temperatura de salida de los gases de combustión y del exceso de aire utilizado. Para la solución de los balances de masa y energía se implementó un libro de trabajo en Microsoft Excel que permitió además integrar en la evaluación al intercambiador de calor de crudo y el enfriador de agua; de esta manera en la planta se dispone de una herramienta computacional para facilitar la realización sistemática de los cálculos y estudiar alternativas de mejora de la eficiencia energética. El tratador térmico, que constituye el equipo fundamental de los evaluados, constituye el de mayores reservas para un incremento de la eficiencia energética, lo que de lograrse reduciría significativamente el consumo de gas combustible y la emisión de gases contaminantes a la atmósfera, y con ello la entrega de gas de venta.

## REFERENCIAS

1. Alboudwarej, H., Felix, J., Taylor, S., Badry, R., Bremmer, C., Brough, B., *et al.* (2006). La importancia del petróleo pesado. Oilfield Review. Recuperado, Diciembre 9, 2013. Sitio web: [http://geoquest.info/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish06/aut06/heavy\\_oil.pdf](http://geoquest.info/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf)
2. Álvarez, G.C. (2004). Mejoramiento de las condiciones de operación de los equipos de tratamiento de emulsiones aplicando corrientes calientes mediante el empleo del simulador de procesos HYSYS. Trabajo de Grado como requisito para obtener el título de Ing de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2004 . Recuperado, septiembre 23, 2013. Sitio web: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/573/2/112802.pdf>
3. Andrade, F.J. (2012). Desarrollo de herramienta de simulación para equipos separadores de agua libre. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ingeniería, Maestría en Automatización Industrial, Bogotá, Colombia. Recuperado, septiembre 25, 2013. Sitio web: <http://www.bdigital.unal.edu.co/6412/1/280240.2012.pdf>
4. Araque, D.C. & Alonso, R. (2012). Análisis de sensibilidad de los métodos convencionales para la deshidratación de emulsiones de crudos pesados. Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos e Ingeniero Químico. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Bucaramanga. 2012. Recuperado, diciembre 11, 2013. Sitio web: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/966/2/144147.pdf>
5. Arnold, W.A. & Neulander, J.I. (1999). Successful Pilot of Thermosyphon Process Heater Reduces GHG Emissions Operating Costs. Paper presented at the 1999 Society of Petroleum Engineers International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Bakersfield, California, 17–19 March 1999. Recuperado, abril 11, 2010. Sitio web: [www.hudsonproducts.com/products/thermflo/thermosy.pdf](http://www.hudsonproducts.com/products/thermflo/thermosy.pdf)
6. Arnold, K. & Stewart, M. (2008). Surface Production Operations. Design of Oil Handling Systems and Facilities (p. 368), Third Edition: Elsevier.
7. Carrasco, A.R. (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 del Ecuador. Facultad de Ingeniería Química. Quito. 2012. Recuperado, diciembre 11, 2013. Sitio Web: <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/414/1/T-UCE-0017-7.pdf>
8. EnSys Yocum (2013). GOSPSIM 3.3 - Technical Description. Recuperado, Septiembre 25, 2013. Sitio Web: <http://www.ensysenergy.com/EYI%2520Files/GOSPSIM%2520Technical%2520Description.pdf>
9. Espín, J.L. & Constante, L.P. (2011). Estudio de la eficiencia de los separadores de petróleo de las estaciones de producción Secoya y Pichincha del campo Libertador. Proyecto previo a la obtención del Título de Ingenieros

en Petróleos. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Quito, Enero 2011. Recuperado, Septiembre 25, 2013. Sitio Web: <http://eelalnx01.epn.edu.ec/bitstream/15000/2691/1/CD-3376.pdf>

10. Ferguson, K.R. & Stechmann, R.H. (1980). Improving Heater Treater Fuel Efficiency. *Journal of Petroleum Technology*, 32 (6), 971-977.

11. Forero, J.E., Ortiz, O.P., Nariño, F.A., Díaz, J. & Peña, H. (2008). Design and development of a high efficiency tank for crude oil dehydration (I). *Ciencia, Tecnología y Futuro*, 3 (4). Bucaramanga Jan./Dec. 2008. Recuperado, Abril 27, 2010. Sitio web: [http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0122-53832008000100013&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0122-53832008000100013&script=sci_arttext)

12. Galvis, Y.C. (2007). Estudio de los procesos de deshidratación de crudo y tratamiento de aguas de producción en la estación PF2 del campo Caño Limón. Trabajo de Grado Modalidad Práctica Empresarial presentado como requisito para optar el título de Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingenierías de Petróleo. Bucaramanga. 2007. Recuperado, Septiembre 30, 2013. Sitio web: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/599/2/124045.pdf>

13. García, C.C. (2011). Evaluación de metodologías de análisis de sistemas de flujo, para el diseño de las tuberías de recolección y distribución de los fluidos de producción, para su incorporación en el nuevo sistema de planificación de PDVSA EYP Oriente. Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial para optar al Título de Ingeniero de Petróleo. Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui. Puerto La Cruz, marzo de 2011. Recuperado, Septiembre 30, 2013. Sitio Web: <http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/2665/1/28-TESIS.IP011.G30.pdf>

14. Calvete, F.E., Ruiz, F. & Pineda, E. (2008). La simulación como apoyo para la comprensión de los sistemas de producción de pozos petroleros. *Scientia Et Technica*, XIV (38), 199-204. Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia. Recuperado, Septiembre 23, 2013. Sitio Web: <http://www.redalyc.org/pdf/849/84903835.pdf>

15. Granados, P.A. & Gutiérrez, N.R. (2007). Definición de estándares operativos para tratadores térmicos y termoelectrostáticos en facilidades de producción. Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físicoquímicas. Bucaramanga. Recuperado, septiembre 19, 2013. Sitio web: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/602/2/124048.pdf>

16. Hougen, O.A., Watson, K.M. & Ragatz, R.A. (1982). Principios de los procesos químicos, Editorial Reverte.

17. Kokal, S. (2005). Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review. *Journal SPE Production & Facilities*, 20 (1), 5-13.

18. Molina, R. (2010). Evaluación energética de la planta de tratamiento de crudos de Canasí. Trabajo de Diploma para optar por el Título de Ingeniero Químico. Facultad Ingeniería Química. Cujae. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría. Cuba. Recuperado, Septiembre 23, 2013. Sitio web: [http://10.8.1.8:8024/upload/uploadfolder/molina\\_matheu\\_rhacli.pdf](http://10.8.1.8:8024/upload/uploadfolder/molina_matheu_rhacli.pdf)

19. Rebolledo, J.J. & Macías, R.J. (2007). Factibilidad de instalación de un tren de deshidratación en el campo operacional UDO-1, mediante el software PRO/II. Trabajo de Grado presentado ante la ilustre Universidad de Oriente como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Químico. Puerto la Cruz, Marzo de 2007. Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Departamento de Ingeniería Química. Recuperado, Septiembre 23, 2013. Sitio web: <http://ri.bib.udo.edu.ve/bitstream/123456789/359/1/Tesis-IQ007-R72.pdf>

20. Rodríguez, A.D., Rosabal, L.B. & Martínez, P.B. (2001); Introducción a la Ingeniería de la Combustión. Ministerio de la Industria Básica, Cuba.
21. Rojas, I.M. (2010). Evaluación termodinámica de las facilidades centrales de procesamiento de fluidos de la empresa mixta petrolera Sinovensa. Trabajo de grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Químico. Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. Departamento de Ingeniería Química. Puerto La Cruz, diciembre de 2010. Recuperado, Septiembre 23, 2013. Sitio web: <http://ri.bib.udo.edu.ve/bitstream/123456789/2675/1/002-TESIS.IQ.pdf>
22. Sanabria, J.C. & Cifuentes, I.D. (2010). Análisis y diseño de las facilidades de superficie para manejo de crudos pesados y bituminosos (Campo Rubiales). Trabajo de grado presentado como requerimiento parcial para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2010. Recuperado, septiembre 23, 2013. Sitio web: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/752/2/133232.pdf>
23. Sjöblom, J., Aske, N., Auflem, I.H., Brandal, Ø., Havre, T.E., Sæther Ø., *et al.* (2003). Our current understanding of water-in-crude oil emulsions. Recent characterization techniques and high pressure performance. *Advances in Colloid and Interface Science*, 100 - 102, 399–473.
24. Smuin, D.R. (2013). Heavy Oil Equipment Design Considerations: A Technology Provider's Perspective. VP Process & Technology, Aker Process Systems, Canada. Recuperado, Septiembre 6, 2013. Sitio web: [http://www.tekna.no/ikbViewer/Content/778333/18\\_Smuin%20-%20Operating%20problems.pdf](http://www.tekna.no/ikbViewer/Content/778333/18_Smuin%20-%20Operating%20problems.pdf)
25. S.P.C. (2002). Canasi Battery Technical Manuals. Sherritt Power Corporation. Canasi Oil Battery. Vol 4 of 12.