

**DETERMINACIÓN DE LAS BASES ENERGÉTICAS DEL DEPARTAMENTO DE
REFINACIÓN DE CRUDOS, ECOPETROL S.A POR MEDIO DE LA
IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN EL
CONSUMO DE GAS Y VAPOR.**

**NATALIA AGUIRRE ROCHA
JESÚS ALBERTO ACEVEDO DÍAZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2018

**DETERMINACIÓN DE LAS BASES ENERGÉTICAS DEL DEPARTAMENTO DE
REFINACIÓN DE CRUDOS, ECOPETROL S.A POR MEDIO DE LA
IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN EL
CONSUMO DE GAS Y VAPOR.**

**NATALIA AGUIRRE ROCHA
JESÚS ALBERTO ACEVEDO DÍAZ**

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Químico

**Director:
RAMIRO MARTINEZ REY
Ph D en Ingeniería Química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A Dios por permitirme culminar mis estudios de manera satisfactoria y por brindarme la vida, a mi familia, amigos y compañeros.

A mis papas, Jaime y Nelba por su amor, su apoyo incondicional en el cumplimiento de todas mis metas, sus enseñanzas para formarme como persona y esfuerzo para brindarme lo mejor.

*A mi hermano mayor, Yiyo por ser un ejemplo que seguir y un orgullo para mí.
A mi hermano menor, David por su apoyo y nueva etapa que va a empezar en su vida.*

A toda mi familia, por su unión, apoyo que siempre me han brindado, y valores que me han inculcado.

A mis compañeros de la universidad, Jesús, Amilcar y Alvaro por cada uno de los momentos alegres y sufridos en ingeniería química.

A Yenny, por ser mi mejor amiga de la universidad, por los momentos únicos, divertidos y alegres que hemos pasado, y por ser parte de mi familia.

A Pipe, por convertirse en una persona muy especial para mí en la última etapa de la universidad y por el apoyo que me ha aportado en cada momento.

A Felipe Miranda, por ser un gran amigo, y por su apoyo incondicional en cada momento, especialmente cuando estuve de práctica.

A todas y cada una de las personas que han hecho parte de este proceso.

Natalia Aguirre

DEDICATORIA

A DIOS por permitirme culminar con éxito mis metas y sueños.

A mis padres, Ana Diaz y Gilberto Acevedo (Q.E.P.D) por su amor, apoyo y esfuerzo incondicional, a ellos les dedico con todo mi ser este nuevo triunfo.

A mis hermanos mayores, Lina Acevedo, Juan Carlos Acevedo, Jorge Acevedo y July Barragan, quienes son mi ejemplo a seguir y gracias a ellos hoy puedo cumplir una meta más en mi vida.

A mis sobrios Santiago Mendoza y María Fernando Acevedo, quienes son mi inspiración de progresar y triunfar.

A toda mi familia, por su alegría, apoyo y unión, quienes me formaron con humildad y sencillez.

Al SkateBoarding que me ha brindado amigos como Ronal Delgado, Felipe Bocanegra y Edgar Florez, quienes siempre me han apoyado y dado consejos para seguir adelante.

A mis compañeros de la universidad, a CEIQ, AIChE y GRM y en especial a Natalia, Sonny, Yenny y Dayra, por cada uno de los momentos vividos en Ingeniería Química.

A Valentina Quintero y su familia, por convertirse en una persona muy especial para mí y que con mucho amor me ha apoyado en todo momento.

A todas y cada una de las personas que han sido parte de mi vida.

Jesús Acevedo

AGRADECIMIENTOS

Los autores dan sus más sinceros agradecimientos por el desarrollo de este proyecto a:

A la Universidad Industrial de Santander, en especial a la Escuela de Ingeniería Química y sus docentes por la formación académica y el apoyo brindado a lo largo de la misma.

A Ecopetrol S.A por brindarnos la oportunidad de realizar una practica empresarial para aprender y reforzar los conocimientos vistos en las aulas de clases.

Al Departamento de Refinación de Crudos, Ecopetrol S.A por sus enseñanzas, compañerismo y cariño que nos brindaron a lo largo de la práctica.

A Juan Carlos Arias y Manuel Jauregui, ingenieros de procesos, por el acompañamiento brindado en cada una de las tareas y proyectos propuestos durante la práctica.

Al Ph.D. Ramiro Martínez Rey, por guiarnos, corregirnos y enseñarnos en nuestra formación académica y como director de nuestro proyecto de grado.

Finalmente, nuestros más sinceros agradecimientos a todas las personas que de una u otra forma nos ofrecieron su ayuda desinteresada durante la ejecución del proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	20
1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	21
2. MARCO TEÓRICO	24
2.1 DESTILACIÓN DE CRUDOS.....	24
2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS UNIDADES DE DESTILACIÓN DE CRUDOS U-150, U-200, U-250, U-2000 Y U-2100.....	29
2.2.1 Primer Tren de Intercambio de Calor	30
2.2.2 Desalador.....	30
2.2.3 Torre preflash.....	31
2.2.4 Segundo Tren de Intercambio de Calor	31
2.2.5 Horno Atmosférico	31
2.2.6 Torre Atmosférica	31
2.2.7 Torre de Vacío	31
2.3 MÉTODOS Y ANÁLISIS NUMÉRICO	32
2.3.1 Método de Exploración	32
2.3.2 Método de Newton.....	33
3. OBJETIVOS.....	35
3.1 OBJETIVO GENERAL	35
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	35
4. ALCANCE	36
5. METODOLOGÍA	37
5.1 FASE 1.....	37
5.1.1 Revisión Bibliográfica.....	37
5.1.2 Determinación de las variables de operación de las cinco unidades topping.	37

5.1.3 Determinación de la unidad topping 150 como base de estudio.....	37
5.2. FASE 2.....	38
5.2.1 Análisis del gas combustible.....	38
5.2.2 Análisis de vapor de agua.....	38
5.3. FASE 3.....	38
5.3.1. Elaboración del Evaluador de Ventanas Unidades Topping U-150, U-200, U-250, U-2000 y U-2100.....	38
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN	42
6.1 GAS COMBUSTIBLE.....	42
6.1.1 Identificación de variables.....	42
6.1.2 Cálculo de variables.....	42
6.1.3 Análisis del consumo de gas combustible.....	45
6.1.3.1 Consumo de gas combustible H-150	45
6.1.3.2 Poder calorífico	46
6.1.3.3 Temperatura de chimenea H-150	48
6.1.3.4 Temperatura del crudo.....	49
6.1.3.5 Variables del primer tren de precalentamiento.....	50
6.1.3.6 Variables del segundo tren de precalentamiento	53
6.1.3.7 Consumo de gas combustible H-130	55
6.1.3.8 Temperatura de chimenea y eficiencia del H-130.....	57
6.1.3.9 Temperatura del fondo de la torre atmosférica	58
6.2 VAPOR	59
6.2.1 Identificación de equipos.....	59
6.2.2 Cálculo de variables.....	60
6.2.3 Análisis del consumo de vapor	61
6.2.3.1 Consumo de vapor en la U-150	61
6.3 PLANTILLA DE COSTOS Y CONDICIONES OPERACIONALES	
ECOPETROL S.A.	63
7. CONCLUSIONES	64
8. RECOMENDACIONES.....	66

BIBLIOGRAFÍA.....67
ANEXOS69

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Esquema Típico de una unidad de destilación de crudos (torre atmosférica y torre de vacío) [3].....	25
Gráfica 2. Métodos numéricos de optimización	33
Gráfica 3. Costos del H-150 en enero 2018.....	45
Gráfica 4. Tendencia del flujo de gas y crudo en el mes de enero 2018.	46
Gráfica 5. Tendencia del poder calorifico del gas - enero del 2018.	47
Gráfica 6. Tendencia de la temperatura de chimenea- enero del 2018.	48
Gráfica 7. Flujo de calor de cada tren de precalentamiento - enero del 2018.....	49
Gráfica 8. Tendencia de la temperatura de los fluidos de calentamiento del primer tren en enero del 2018.....	51
Gráfica 9. Tendencia del flujo del reflujo de cima de la torre de vacío de enero del 2018.	52
Gráfica 10. Tendencia de la temperatura de los fluidos de calentamiento del segundo tren en enero del 2018.	53
Gráfica 11. Tendencia del flujo de los fluidos de calentamiento del segundo tren en enero 2018.....	54
Gráfica 12. Costos del H-130 en enero 2018.....	55
Gráfica 13. Costos totales de gas combustible en la U-150 de enero 2018.	56
Gráfica 14. Comportamiento del gas y crudo del H-130 en enero 2018.	56
Gráfica 15. Tendencia de la temperatura de chimenea H-130 en enero 2018.	57
Gráfica 16. Tendencia de la temperatura de fondo de la torre atmosférica de la U-150 en enero 2018.	58
Gráfica 17. Balance de vapor de la unidad U-150.	60
Gráfica 18. Costos del vapor de la U-150 en enero 2018.	61

Gráfica 19. Tendencias del consumo de vapor de cada equipo de la U-150 en
enero 2018.....63

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Resultados Cp U-150, U-200, U-250, U-2000, U-2100.....	44
Tabla 2. Resultados RGC y costo día promedio mes de enero.	46
Tabla 3. Características promedio del gas refinería.....	47
Tabla 4. Temperatura de chimenea y eficiencia del horno.	48
Tabla 5. Duty de los trenes de precalentamiento.....	50
Tabla 6. Temperatura de los fluidos de calentamiento en el primer tren.	51
Tabla 7. Flujo del fluido de calentamiento del primer tren de intercambiadores de calor.	52
Tabla 8. Flujo y temperatura de los fluidos de calentamiento.	54
Tabla 9. Resultados RGC y costo día promedio mes de enero 2018.	56
Tabla 10. Temperatura de chimenea y eficiencia promedio H-130.....	58
Tabla 11. Temperatura de chimenea y eficiencia promedio H-130.....	58

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Configuración de fluidos de calentamiento.....	69
Anexo B: Simulación de corrientes para la estimación del Cp.....	70
Anexo C. Cálculo de valores de referencia mediante distribución normal de los datos.....	73
Anexo D. Resultados de análisis del consumo de gas en U-200, U-250, U-2000 y U-2100.	77
Anexo E. Resultados del análisis del consumo de vapor de U-200, U-250, U-2000, U-2100 en enero 2018.	78
Anexo F. Plantilla de costos y condiciones operacionales gas combustible Ecopetrol S.A.	79
Anexo G. Plantilla de costos y condiciones operacionales vapor de agua Ecopetrol S.A.	86

GLOSARIO

Costo Real: es el costo asociado al consumo (según el medidor de flujo) de gas o vapor del mes de enero en cada una de las unidades de topping.

Costos Bases Energéticas (B.E): es el costo del gas o vapor que se debió consumir en función de la carga de crudo a cada unidad de topping.

Costo Planeación: es el costo programado (Departamento de Planeación, Ecopetrol S.A) de gas y vapor para cada unidad en el mes de enero de 2018.

PCE: pies cúbicos estándar.

DCS: sistema de control distribuido.

SAP: es un software de gestión de información utilizado por Ecopetrol, diseñado por la multinacional alemana, SAP SE (Análisis de sistemas y desarrollo de programas).

PI-DataLink: es un complemento de Excel, el cual importa datos desde un servidor receptor.

GOIL: Guía operativa integral baja. Valor mínimo de referencia dispuesta por la empresa con el fin de evitar o aumentar las probabilidades de incidentes.

Vapor de 400#: Flujo de vapor a una presión aproximada a los 400 psi.

Vapor de 150#: Flujo de vapor a una presión aproximada a los 150 psi.

Vapor de 50#: Flujo de vapor a una presión aproximada a los 50psi.

RESUMEN

TÍTULO: DETERMINACIÓN DE LAS BASES ENERGÉTICAS DEL DEPARTAMENTO DE REFINACIÓN DE CRUDOS, ECOPETROL S.A POR MEDIO DE LA IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN EL CONSUMO DE GAS Y VAPOR*

AUTORES: Aguirre Rocha Natalia
Acevedo Diaz Jesús Alberto**

PALABRAS CLAVES: Servicios industriales, Gas combustible, Vapor, Análisis de variables, Optimización.

DESCRIPCIÓN

El proceso de refinación de crudos en Ecopetrol S.A., tiene un alto consumo energético de gas y vapor para llevar a cabo el proceso. En el año 2017 el Departamento de Refinación de Crudos tuvo altos costos operacionales por servicios industriales, sobrepasando los límites estipulados por la planeación y bases energéticas en alguna de las 5 unidades topping.

Con base en esto se desarrolló este proyecto con el fin de analizar y evaluar las principales variables que influyen en el consumo de gas y vapor en tres periodos específicos del mes de enero 2018. Estas fueron la naturaleza del gas, la relación gas carga, el duty de transferencia en los trenes intercambiadores de calor, la temperatura de chimenea, la eficiencia del horno, la temperatura y flujo de los fluidos de calentamiento de cada intercambiador de calor, la cantidad de turbinas en servicio y los balances máxicos de cada tipo de vapor. De igual manera, mediante métodos de optimización, método de exploración y refinado con el método de Newton, se calcularon valores de referencia que permiten la disminución de los costos operativos sin afectar las condiciones operacionales de cada una de las variables. Finalmente, se entregó a Ecopetrol S.A. una plantilla en Excel donde se pueden visualizar en tiempo real todos los resultados de costos y operativos analizados en este proyecto.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Ramiro Martínez Rey, Ph D. Ingeniería Química

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION OF THE ENERGY BASIS OF THE DEPARTMENT OF REFINING OF CRUDOS, ECOPETROL S.A BY MEANS OF THE IDENTIFICATION AND ANALYSIS OF THE VARIABLES THAT INFLUENCE IN THE CONSUMPTION OF GAS AND STEAM*

AUTHORS: Aguirre Rocha Natalia
Acevedo Diaz Jesús Alberto**

KEY WORDS: Industrial services, Gas, Stream, Analysis of variables, Optimization.

DESCRIPTION:

The crude refining process at Ecopetrol SA has a high gas and steam energy consumption to carry out the process. In 2017, the Crude Refining Department had high operational costs for industrial services, exceeding the limits stipulated by the planning and energy bases in any of the 5 topping units.

Based on this, this project was developed in order to analyze and evaluate the main variables that influence the consumption of gas and steam in three specific periods of the month of January 2018. These were the nature of the gas, the gas charge, the transfer duty in the heat exchanger trains, the chimney temperature, the efficiency of the furnace, the temperature and flow of the heating fluids of each heat exchanger, the number of turbines in service and the mass balances of each type of steam. Similarly, by means of optimization methods, exploration and refining method with the Newton method, reference values were calculated that allow the reduction of operating costs without affecting the operational conditions of each of the variables. Finally, it was delivered to Ecopetrol S.A. a spreadsheet in Excel where all the results of costs and operations analyzed in this project can be visualized in real time.

* Degree project

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Chemical Engineering.
Director: Ramiro Martinez Rey, Ph D. Chemical Engineering

INTRODUCCION

Ecopetrol S.A. es una compañía integrada del sector de petróleo y gas, considerada como la empresa más grande de Colombia, la cual participa en todos los eslabones de la cadena de hidrocarburos: exploración, producción, refinación y comercialización. Es dueña de la mayor parte de oleoductos y poliductos del país que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos. Por su tamaño, Ecopetrol S.A. pertenece al grupo de las 39 petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica¹.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación. El Complejo Barrancabermeja de Ecopetrol tiene la capacidad de generar el 75 por ciento de la gasolina, combustóleo, ACPM y demás combustibles que el país requiere, así como el 70 por ciento de los productos petroquímicos que circulan en el mercado nacional².

¹ ECOPETROL S.A. [en línea] disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web>

² *Ibíd.*

1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

La Refinería de Barrancabermeja se desempeña principalmente en la transformación del crudo en productos limpios y valiosos a través de un conjunto de procesos fisicoquímicos, agregando mayor valor económico a las materias primas disponibles, aprovechando sinergias e identificando las oportunidades de crecimiento basados en el mercado. Ecopetrol S.A. busca garantizar la rentabilidad de los procesos petroquímicos respetando la legislación vigente, la integridad de las personas, la calidad y gestión segura de la información, y el medio ambiente.

Teniendo en cuenta la amplia diversidad de crudos que se reciben en la refinería, la variabilidad de la composición de carga, la maximización y sostenibilidad en la capacidad de procesamiento en las diferentes unidades de transformación del crudo, que conlleva mantener el mínimo inventario posible del mismo, trae consigo diferentes retos para la operación de las unidades de proceso. Uno de los principales retos que tienen las cinco unidades de destilación (Topping) del Complejo Barrancabermeja consiste en sostener la producción y la alta calidad de los productos, como lo son naftas, destilados medios (Jet – ACPM) y gasóleos.

Los destilados medios (Jet - ACPM) son productos de alto valor que requieren un control estricto en su producción y calidad; las variaciones negativas en estos parámetros afectan la economía de la refinería en 26,23 US\$ por barril de destilados medios que se dejen de producir³.

Para garantizar el óptimo desarrollo en los procesos de las diferentes unidades de destilación es necesario llevar los crudos de carga a unas características y

³ ECOPETROL, W:\Planeación de la producción \Planeación y Programación de la Producción\Análisis Económicos\Potenciales, 2014.

propiedades específicas, entre estas la temperatura con la cual se cargan los diferentes crudos. Esta propiedad se considera como una de las principales variables a analizar en una Unidad “Topping” y va ligada a los hornos y trenes de calentamiento que preceden a esta. Estos equipos de calentamiento generan un consumo de gas combustible, vapor de alta, media y baja, y energía eléctrica como servicios industriales, los cuales generan costos de operación considerables que se tienen que tener en cuenta para tratar de reducir sus costos operacionales y mejorar la rentabilidad de los procesos.

A través de los años, el aumento del precio de los productos y servicios energéticos se ha convertido en una preocupación de gran importancia para todas las industrias; por esto, implementando una estrategia de ahorro, conservación y optimización de portadores energéticos, se busca mitigar el consumo de vapor y gas combustible a nivel industrial. Actualmente, las alternativas de estudio para analizar el consumo energético en la industria se enfocan únicamente en la estructuración de un programa de mantenimiento básico de equipos, adoptando metodologías enfocadas en el mejoramiento de efectividad y confiabilidad de sus operaciones.

El Departamento de Refinación de Crudos de Ecopetrol requiere de servicios industriales como son gas combustible, vapor (400#, 150# y 50#), energía eléctrica y agua para llevar a cabo los procesos petroquímicos. Durante los últimos meses, se ha evidenciado un aumento en el consumo de gas combustible y vapor según la planeación de la producción de la empresa en las Unidades de “Topping” (U-150, U-200, U-250, U-2000 y U-2100), generando a su vez un aumento en los costos. Según el informe de SAP del Centro de Coste (Real, Plan, Desviación) de los Servicios Industriales del Departamento de Refinación de Crudos de Ecopetrol, durante los meses de enero a septiembre de 2017 se generó un consumo de 5,155,286 kPCE de gas combustible respecto a un plan de 5,497,923 kPCE teniendo una desviación positiva con un ahorro del 6.23%, sin embargo, realizando un análisis más específico mensual y por equipo, se encontró que algunos hornos

no cumplían con el plan mes a mes. Por ejemplo, el horno H-2101, desde el mes de junio hasta el mes de septiembre, presentó una desviación estándar promedio negativa del 10.34%, incumpliendo con el plan establecido. En el caso del vapor se consumieron 1,774,207 klb/h respecto a un plan de 1,578,417 klb/h (enero a septiembre) teniendo una desviación negativa del 12.40% presentándose nuevamente un incumplimiento al plan.

Bajo este escenario, este trabajo busca desarrollar una herramienta en Excel (Evaluador de Ventanas Unidades Topping U-150, U-200, U-250, U-2000 y U-2100) que permita a partir de variables de entrada al proceso (cantidades de vapor, composición de carga de gas combustible y condiciones de operación) obtener en línea un estimado del consumo de los servicios industriales, siendo éstos los parámetros más importantes de control para maximizar rendimientos económicos y sostener la calidad en los productos que generan estas unidades.

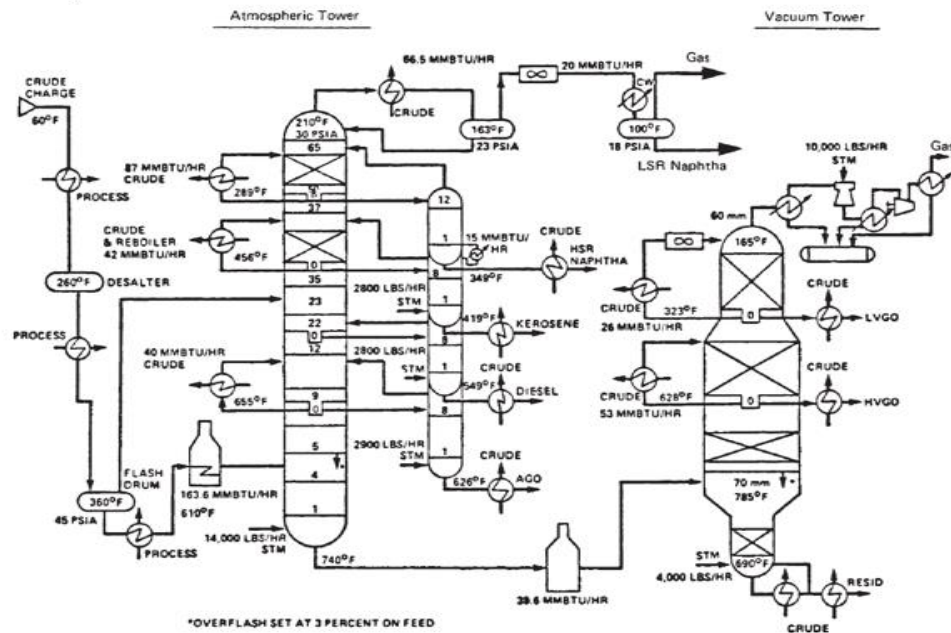
2. MARCO TEÓRICO

Como bases teóricas para este trabajo de aplicación se hablará sobre el proceso de destilación de crudos, intercambiadores de calor, hornos y servicios industriales que se involucran en un proceso de refinación de hidrocarburos. Además, se describirán las diferentes unidades de destilación de crudos (U-150, U-200, U-250, U-2000 y U-2100) donde se desarrollará el “Evaluador de Ventanas de las Unidades Topping” y finalmente se hablará de las variables de proceso más importantes que afectan estas unidades de destilación.

2.1 DESTILACIÓN DE CRUDOS

La destilación es un proceso de separación que consiste en separar uno o más de los componentes de una mezcla, aprovechando la diferencia de volatilidad de sus constituyentes. La separación o fraccionamiento se hace en función de su temperatura de ebullición. La destilación del petróleo o crudo en sus fracciones es un ejemplo de esto y la configuración típica de una planta de destilación se muestra en la gráfica 1:

Gráfica 1. Esquema Típico de una unidad de destilación de crudos (torre atmosférica y torre de vacío)



Fuente: PERRY, R.H. México. "Manual del Ingeniero Químico". Mc Graw Hill, sexta edición, tomo 3 2001

Como se muestra en la gráfica 1, una unidad de destilación de crudos también llamada Planta de "Topping" es una unidad de destilación compuesta por dos secciones principales: una atmosférica (unidad de fraccionamiento) y otra de vacío. La destilación del crudo a presión atmosférica recibe este nombre porque trabaja a presiones cercanas a la atmosférica. En ella se le realiza una destilación al crudo para obtener productos valiosos en gas licuado del petróleo (GLP), gasolina (nafta), Jet A1, combustible diésel (ACPM), gasóleo y residuo (crudo reducido)⁴. Desde su extracción, el crudo viene acompañado de ciertas impurezas que son perjudiciales en todo el proceso de destilación. La mayor parte de estas impurezas son trazas de sales que se descomponen en los tubos del horno, intercambiadores de calor y torre de destilación, dando lugar a la formación de ácidos, por ejemplo, el ácido clorhídrico, que corroen las diferentes unidades del equipo de refinación. Con el fin

⁴ UOP Inc, Tyro, Manual de Entrenamiento, Cap 20-21, 1978

de remover estas sales, se inyecta agua en el crudo precalentado y la mezcla se agita para extraer la mayor cantidad de sal que pueda haber en el crudo. La mezcla de petróleo y de agua se separa en el desalador, mediante el proceso de decantación, el cual puede ser acelerado por medio de métodos químicos y/o eléctricos donde la solución acuosa (salmuera) se saca automáticamente por fondo del recipiente⁵.

El crudo ya desalado, realiza un intercambio térmico con otras corrientes calientes de diferentes procesos e ingresa a un tambor (drum) de separación flash (Torre preflash) en donde los vapores ascienden a través de los platos de rectificación y la parte líquida se dirige hacia los platos de despojo ubicados en el fondo. Este flash es sólo una separación simple de los compuestos con grandes diferencias de volatilidad. Los vapores generados por esta columna preflash son de nafta, el producto más liviano, el cual sale por la cabeza y es condensado y recogido en el acumulador de cabeza. Los productos de fondo son redirigidos a un nuevo circuito de intercambiadores de calor y se recupera la máxima cantidad de calor antes de dirigirlo hacia el horno de calefacción, el cual tiene como función aportar el calor necesario al crudo para facilitar la destilación en la torre atmosférica y de esta manera recuperar productos valiosos. El calor suministrado hacia el crudo se regula haciendo que la temperatura de salida del horno controle la presión de gas combustible a los quemadores⁶.

El hidrocarburo parcialmente vaporizado que pasa por la línea de transferencia y del horno de la sección atmosférica, ingresa a la torre atmosférica a la altura de la zona de vaporización instantánea. Los productos que tienen mayor temperatura de destilación descienden hacia el fondo de la torre. Los componentes más ligeros, se evaporan y ascienden por el interior. La temperatura en la cabeza de la torre de

⁵ Ibíd.

⁶ Ibíd.

fraccionamiento corresponde al punto final de destilación de la fracción del compuesto más ligero (nafta) y se controla por medio del reflujo externo⁷.

El reflujo externo que se introduce en la cabeza de la torre fluye en contracorriente a los vapores ascendentes. Los componentes más ligeros del reflujo vuelven a cambiar de fase y retornan a la cima de la columna mientras que los más pesados se mantienen condensados y fluyen hacia el fondo de la torre; por tanto, la concentración de productos pesados aumenta progresivamente a medida que desciende en la columna⁸.

Los productos más pesados que el producto de cima se extraen de puntos intermedios de la columna en forma de cortes laterales. Cambiando el caudal de salida del corte lateral es la manera común de lograr que los puntos finales de destilación de los cortes laterales se ajusten a las especificaciones de temperatura y concentraciones requeridas para la extracción de los productos de la torre⁹.

Las temperaturas en los platos de salida de los cortes laterales proporcionan una buena indicación de los puntos finales de destilación. El grado de fraccionamiento entre cortes se determina generalmente midiendo el número de grados centígrados entre el punto en que se ha destilado el 95 % (T95) del producto ligero y el punto en que se ha destilado el 5% del producto pesado¹⁰.

El espaciado entre los cortes de gasolina y Jet es de aproximadamente 5°C, mientras que el margen normal entre Jet y un ACPM es de solo 3°C. El fraccionamiento puede mejorarse aumentando el reflujo en la columna de fraccionamiento por medio de un aumento en la temperatura de transferencia del horno. Sin embargo, puede ocurrir a veces que el reflujo necesario para una

⁷ Ibíd.

⁸ Ibíd.

⁹ Ibíd.

¹⁰ Ibíd.

separación satisfactoria es tan grande que los platos superiores podrían inundarse. En estos casos se utiliza un reflujo circulante intermedio llamado “pump around”. Para esto se extrae algo de líquido de la columna, se enfría, y se retorna a la columna en un punto situado a unos cuantos platos por encima del punto de extracción. De esta forma se puede mejorar el fraccionamiento sin tener que recurrir a un excesivo reflujo externo en cabeza; a su vez este retorno frío basta para condensar parte de los vapores y así aumentar el reflujo interno por debajo del punto de retorno¹¹.

El residuo en el fondo de la columna y los cortes laterales están en contacto con vapores más ligeros generando una absorción debido al equilibrio termodinámico, por lo cual deben ser separados por medio de un proceso de desorción variando el caudal relativo de las fracciones más ligeras y manteniendo un reflujo interno óptimo para lograr una buena separación, con el fin de que los líquidos se ajusten a sus respectivas especificaciones de punto de ignición (flash) y recuperar la máxima cantidad de productos ligeros, los cuales tienen mayor valor económico. La presencia de agua en el reflujo perjudicaría la separación en la columna de fraccionamiento, acumulándose en los platos superiores y generando una posible inundación, por esto se busca que todo el vapor generado en la desorción se condense en el acumulador de cabeza y sea decantado y separado¹².

Los fondos de la unidad de destilación atmosférica denominados también crudo reducido, pueden ser nuevamente destilados en una unidad de destilación a vacío con el fin de maximizar la producción de gasoil y de componentes ligeros. Esta destilación se lleva a cabo a baja presión a fin de evitar la descomposición térmica o cracking de los aceites pesados a elevadas temperaturas¹³.

¹¹ Ibíd.

¹² Ibíd.

¹³ Ibíd.

El crudo reducido se calienta previamente en un horno y se alimenta a la unidad de vacío; sin embargo, mientras que la presión en la zona de flash de una columna atmosférica puede ser de 101,325 Pa (14.7 psia), la presión en una columna de vacío es -206,843 Pa (-30 psia). Las temperaturas de transferencia del horno y de la zona de flash se controlan para ajustarse a especificaciones tales como la densidad o viscosidad de un aceite pesado (fuel oíl) o la penetración de un asfalto. En una unidad de vacío se pretende destilar el gasoil, remover la brea o alquitrán, y condensar los productos de cima de la manera más conveniente posible¹⁴.

2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS UNIDADES DE DESTILACIÓN DE CRUDOS U-150, U-200, U-250, U-2000 Y U-2100

Las unidades de destilación de crudos U-150, U-200, U-250, U-2000 y U-2100, tienen una operación estable y sus modos de operación no implican cambios significativos. Los principales ajustes en el modo de operación se relacionan con la calidad de los tipos de crudo, gravedad API, azufre y contenido de BSW (lodos, sedimentos y agua). De acuerdo con los cambios de estas variables se realizan ajustes de presión en el sistema atmosférico, ajustes de temperaturas a la salida de los hornos, ajuste en los reflujos internos o pump around de las torres y ajustes en la operación de los desaladores¹⁵.

Los flujos de carga normal de las cinco unidades topping varían respecto el tipo de crudo que ingresa, la gravedad API y la capacidad de barriles a procesar. La planta genera varios tipos de productos y subproductos teniendo en cuenta los parámetros de carga y calidad que se tienen en operación. Estos productos principales son: nafta virgen liviana, nafta virgen pesada, Jet A, Diesel y asfalto; y subproductos son:

¹⁴ Ibíd.

¹⁵ GRB-ECOPETROL S.A., Manual de descripción de procesos de la unidad de crudo U150, U-200, U-250, U-2000, U-2100, MDPU, RWD, Cap 3 - 6, 2008

gases, butanos, gasóleo atmosférico, gasóleo liviano de vacío, gasóleo pesado de vacío, destilado liviano/medio y destilado medio/pesado¹⁶.

La sección atmosférica de las unidades abarca desde la bomba de carga, el primer y segundo tren de precalentamiento de crudo, la torre preflash, el horno atmosférico y la torre atmosférica con todos sus equipos anexos. La sección de vacío consta principalmente de un tambor de carga, el horno de vacío y la torre de vacío con sus equipos anexos. Así mismo, cada unidad se destaca por comprender una sección adicional, las unidades U-150, U-250 y U-2000 tienen una torre debutanizadora encargada de extraer butano del proceso, la unidad U-200 presenta una sección viscoreductora con la función de disminuir la viscosidad del hidrocarburo alimentado y la unidad U-2100 no presenta ninguna sección adicional¹⁷.

2.2.1 Primer Tren de Intercambio de Calor. El crudo proveniente de los tanques de carga es impulsado por las bombas (eléctrica o turbina) de carga hacia el primer tren de intercambio de calor, cuyos objetivos son enfriar los gases de cima de las torres de destilación atmosférica y subir la temperatura aproximadamente 200 °F del crudo para garantizar una correcta operación en el desalador¹⁸.

2.2.2 Desalador. Tiene como objetivo principal remover las impurezas que trae el crudo proveniente de los tanques. A la corriente de crudo, al salir del primer tren de intercambio de calor se le inyecta agua. El agua y los sedimentos salen por la parte inferior del equipo y el crudo desalado sale por la parte superior del desalador hacia el siguiente tren de intercambio de calor, para luego entrar a la torre preflash¹⁹.

¹⁶ Ibíd.

¹⁷ Ibíd.

¹⁸ Ibíd.

¹⁹ Ibíd.

2.2.3 Torre preflash. El crudo recorre los intercambiadores con el fin de lograr una temperatura necesaria (340 °F) para conseguir que se despoje la mayor cantidad de gases y nafta que venga con el crudo en esta torre²⁰.

2.2.4 Segundo Tren de Intercambio de Calor. El crudo de la torre preflash recorre los intercambiadores que preceden el horno de la zona atmosférica, recibiendo calor por parte de otras corrientes de los diferentes procesos elevando la temperatura aproximadamente hasta los 500 °F²¹.

2.2.5 Horno Atmosférico. El horno atmosférico tiene como función transmitir la energía (proveniente de la combustión) necesaria al crudo desalado para facilitar la destilación en la torre atmosférica y de esta manera recuperar productos valiosos (630 °F)²².

2.2.6 Torre Atmosférica. El crudo parcialmente vaporizado a través de la línea de transferencia entra a la torre (620°F) en donde la parte vaporizada asciende por la torre y la parte líquida cae a los platos del fondo, produciéndose corrientes laterales líquidas que se recuperan en los colectores de salida de la torre²³.

2.2.7 Torre de Vacío. El crudo a través de la línea de transferencia entra a la torre donde se pretende se pretende destilar el gasoil, remover la brea o alquitrán, y condensar el producto de la manera más conveniente posible trabajando a presiones manométricas negativas, por medio de eyectores que requieren vapor.²⁴

²⁰ *Ibíd.*

²¹ *Ibíd.*

²² *Ibíd.*

²³ *Ibíd.*

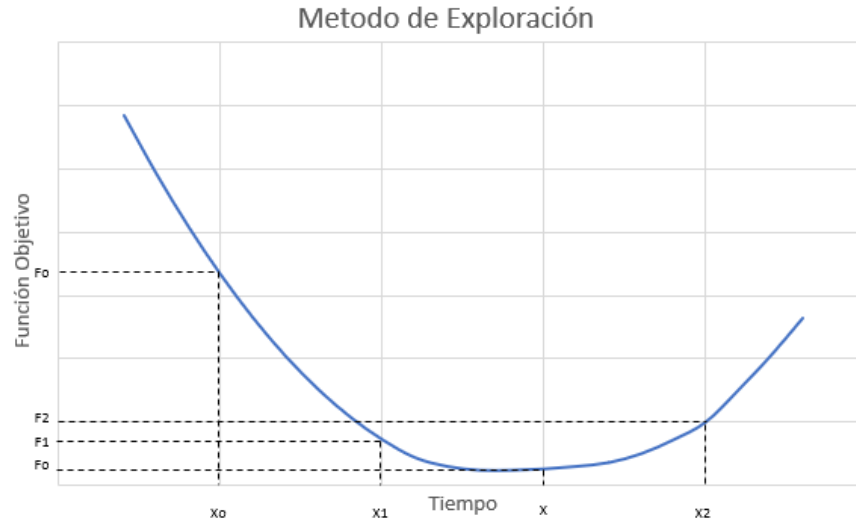
²⁴ *Ibíd.*

2.3 MÉTODOS Y ANÁLISIS NUMÉRICO

A partir de una función determinada por las variables del proceso (función objetivo) se procede a utilizar un método numérico de exploración donde se utiliza la derivación para obtener el valor del beneficio operacional máximo, iteración numéricamente con una hoja de cálculo obteniendo el valor más acertado.

2.3.1 Método de Exploración Para ejecutar la exploración, es necesario registrar la medición de la variable independiente de un proceso operado (función objetivo), conociendo como mínimo tres puntos diferentes del proceso y la condición necesaria de la función que representa la variable del proceso (primera derivada de la función objetivo-igualada a cero). Usando el concepto conocido como “Eliminación de Regiones” se procesa a aislar un óptimo relativo o aparente encerrado por los tres puntos conocidos X espaciados uniformemente a través del intervalo de interés, y por los ajustes limitados en problemas prácticos. La estrategia para determinar el valor óptimo inicia investigando las condiciones a las restricciones del proceso y el comportamiento gráfico que pueda registrar las variables a lo largo del tiempo. Luego, analizando el comportamiento gráfico de la función objetivo se determina el tipo de moda que tiene tendencia (unimodal, bimodal, trimodal) y se procede a evaluar y determinar las ecuaciones que representa una parábola como mejor aproximación y por último el nuevo valor optimizado y evaluado en la función objetivo iterando hasta una tolerancia aproximada de $\times 10^{-3}$.

Gráfica 2. Métodos numéricos de optimización



$$F. \text{Obejtivo}(y): ax^2 + bx + c \quad (1)$$

$$y_0: ax_0^2 + bx_0 + c \quad (2)$$

$$y_1: ax_1^2 + bx_1 + c \quad (3)$$

$$y_2: ax_2^2 + bx_2 + c \quad (4)$$

$$\text{Condición necesaria } (y'): ax + b : 0 \quad (5)$$

$$x \text{ óptimo: } \frac{-b}{2a} \quad (6)$$

2.3.2 Método de Newton Este método representa un análisis numérico y una refinación al método inicial de exploración, donde se utiliza un algoritmo para encontrar aproximaciones de los máximos y mínimos de una función, encontrando mediante iteraciones el valor más aproximado al x óptimo requerido.

$$x_{i+1} = x_i - \frac{f'(x_i)}{f''(x_i)} \quad (7)$$

$f'(x): y'(x)$: primera derivada función objetivo

$f''(x): y''(x)$: segunda derivada función objetivo

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar y analizar el consumo energético en vapor y gas combustible del Departamento de Refinación de Crudos "U-150, U-200, U-250, U-2000 y U-2100", mediante el balance energético y la implementación de una interfase en Excel para cada unidad.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar las variables fundamentales para realizar los cálculos de los balances energéticos de los trenes de precalentamiento de las Unidades "Topping".
- Realizar un balance másico de vapor de agua para cuantificar el consumo de cada tipo de vapor (400#, 150#, 50#).
- Predecir las propiedades fisicoquímicas del crudo mediante el software SimSci PRO/II con el fin de calcular el duty de cada tren de intercambiadores de calor.
- Desarrollar una herramienta en Excel para determinar los costos asociados al consumo de gas y vapor en las Unidades "Topping" de Ecopetrol S.A. con su respectiva guía instructiva.

4. ALCANCE

Desarrollando el presente trabajo se identificaron las variables principales que como bases energéticas representaban mayor costo de consumo en el Departamento de Refinación de Crudos, Ecopetrol; determinando que el gas combustible y el vapor de agua son las principales variables que influyen en los costos operación de la planta.

Con este proyecto se pretende elaborar una herramienta en Excel, donde se visualicen todas las variables que causan un mayor consumo de gas combustible y vapor, y los costos de estos. De tal manera que se pueda analizar, controlar y comparar el desempeño energético, buscando mejorar la operación y la disminución de costos de los servicios industriales (gas combustible y vapor), de cada una de las Unidades "Topping" del Departamento de Refinación de Crudos, Ecopetrol.

5. METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta la metodología que se llevó a cabo para el desarrollo del trabajo de investigación, el cual se dividió en tres fases.

5.1 FASE 1

5.1.1 Revisión Bibliográfica. Se consultó fuentes bibliográficas como: tesis de grado, revistas, recursos electrónicos, artículos científicos, referentes a los procesos llevados a cabo en una unidad de refinación de crudo.

5.1.2 Determinación de las variables de operación de las cinco unidades topping. Las variables claves para el desarrollo de análisis del presente trabajo de investigación fueron: temperatura, velocidad de flujo, tipos de fluido de calentamiento, caídas de presión, naturaleza de los gases de combustión y los tipos de vapor de agua. Estas variables fueron suministradas por el Departamento de Refinación de Crudos de Ecopetrol S.A, los cuales fueron referentes a las condiciones de operación que se trabajaron en este periodo de investigación.

5.1.3 Determinación de la unidad topping 150 como base de estudio Se evaluaron y analizaron las variables claves para el desarrollo de la presente investigación en las cinco unidades de destilación presentes en el complejo industrial Barrancabermeja, determinando como unidad base de estudio la unidad 150 debido a que presenta todos los medidores (flujo, temperatura, presión) de las variables necesarias para realizar un análisis óptimo de las bases energéticas. De igual forma, se analizaron las otras cuatro unidades de destilación con las variables

que se podían obtener y presentando sus resultados en los anexos del presente trabajo.

5.2. FASE 2

5.2.1 Análisis del gas combustible Después de haber seleccionado la unidad topping como base de estudio y tener identificadas las variables de operación, se procedió a identificar detalladamente las variables asociadas al consumo de gas combustible, la predicción de propiedades fisicoquímicas del crudo, el cálculo de las variables de mayor importancia (caída de presión, flujo, temperatura, eficiencias) de los diferentes fluidos y operaciones unitarias del proceso, el cálculo de los costos asociados al consumo de gas combustible y el análisis de optimización y ahorro asociados al mismo.

5.2.2 Análisis de vapor de agua Se identificaron los equipos asociados al consumo de vapor en cada unidad topping, el cálculo de los valores teóricos de consumo de cada equipo o turbina en servicio y el consumo de vapor según el equipo y según el tipo de vapor utilizado. Se realizaron los costos aproximados, relacionados al consumo de vapor por las diferentes unidades y el análisis de optimización y ahorro asociados al mismo.

5.3. FASE 3

5.3.1. Elaboración del Evaluador de Ventanas Unidades Topping U-150, U-200, U-250, U-2000 y U-2100. Con el objetivo de obtener en línea un estimado del consumo de los servicios industriales, siendo estos los parámetros más importantes de control para maximizar rendimientos económicos y sostener la calidad en los

productos que se generan en las diferentes unidades, se desarrolló una herramienta Excel denominado Evaluador de Ventanas Unidades Topping.

La especificación del desarrollo de esta herramienta se presenta en el Anexo F, donde se muestra una vista del índice principal de esta plantilla con sus respectivas variables a analizar y el paso a paso de cómo se elaboró esta herramienta.

A continuación, se especifica el Cronograma de las diferentes actividades asociadas tanto a la identificación, cálculo y análisis de las bases energéticas principales del Departamento de Refinación de Crudos, Ecopetrol S.A.

AÑO		2017												2018					
ACTIVIDAD		OCT				NOV				DIC				ENE				FEB	
GAS COMBUSTIBLE		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
1	Identificación de las variables asociadas al consumo de gas combustible en cada unidad de topping.	■	■																
2	Cálculo de la caída de presión, flujo y temperatura de los fluidos calientes de los intercambiadores, eficiencia de hornos, porcentaje de oxígeno en exceso en el horno, relación gas/carga del horno, temperatura de chimenea del horno, y consumo de gas de todas las unidades topping.			■	■	■													
3	Predicción de las propiedades fisicoquímicas del crudo para los cálculos del Duty mediante del software SimSci PRO/II.					■	■	■											
4	Cálculo de los costos de consumo de gas combustible de cada horno.								■	■	■								
5	Elaboración de una herramienta en Excel que permita la visualización de las secciones que más inciden en el consumo de gas combustible y poder optimizarlo.								■	■	■	■	■	■					
6	Análisis de cada una de las variables que inciden en el consumo de gas combustible del mes de enero 2018.															■	■	■	■
VAPOR																			

AÑO		2017												2018					
ACTIVIDAD		OCT				NOV				DIC				ENE				FEB	
GAS COMBUSTIBLE		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
1	Identificación de los equipos asociados al consumo de vapor (400#, 150#, 50#) en cada unidad de topping.																		
2	Cálculo del valor teórico de consumo de cada una de las turbinas en servicio de las unidades topping.																		
3	Cálculo del consumo de vapor según el equipo que lo utiliza y el tipo de vapor.																		
4	Cálculo de los costos asociados al consumo de vapor.																		
5	Elaboración de una herramienta en Excel que permita la visualización del consumo de vapor.																		
6	Análisis del consumo de vapor en el mes de enero 2018.																		

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN

6.1 GAS COMBUSTIBLE

6.1.1 Identificación de variables En el Departamento de Refinación de Crudos se identificaron las siguientes variables asociadas al consumo de gas combustible. Primero las asociadas a los dos hornos (horno lado atmosférico y lado vacío), estas son la relación gas/carga, el porcentaje en exceso de oxígeno, la temperatura de chimenea y la eficiencia de estos. Segundo la naturaleza del gas, donde las más influyentes son el poder calorífico y la composición molar hidrógeno, olefinas y ácido sulfhídrico. Tercero la temperatura y la presión del lado de crudo antes y después de cada tren de intercambiadores de precalentamiento junto con la temperatura de fondo de la torre atmosférica. Y, por último, la temperatura y el flujo de cada uno de los fluidos de calentamiento de los intercambiadores. Los fluidos de calentamiento de los intercambiadores de calor son específicos para cada una de las plantas de “Topping” y en el Anexo A se encuentra la tabla que ilustra la configuración de estos.

6.1.2 Cálculo de variables Después de identificar las variables asociadas al consumo de gas combustible, se obtienen datos de algunas de ellas directamente del DCS (mediante un complemento de Excel PI-DataLink), como son la temperatura, presión y flujo. Las variables diferentes a estas deben ser calculadas y haciendo uso de los datos provenientes del DCS. A continuación, se describirán los cálculos realizados.

Cálculo de la relación gas/carga: relaciona la cantidad de PCE (Pies cúbicos estándar) de gas combustible utilizado por cada Barril de crudo.

$$RGC = \frac{\text{Flujo de gas}}{\text{Flujo de Crudo}} \quad (8)$$

Cálculo de la eficiencia del horno: se realiza mediante una formula empírica del área de HDT en Ecopetrol, en función de la naturaleza del gas, temperatura de chimenea (°F) y el porcentaje de exceso de oxígeno (%)²⁵.

$$\%E = \left(1 - \left[\frac{0.24 * \left(\frac{\%O_2 * 17.2}{100} + 18.2 \right) * (T_{chim} - 90) + 2393}{23000} \right] \right) * 100 \quad (9)$$

Cálculo de la caída total de presión del tren de precalentamiento: La caída de presión es un estimativo macroscópico que permite identificar cuando uno o más intercambiadores han aumentado su ensuciamiento y necesitan limpieza.

$$\Delta P = P_1 - P_2 \quad (10)$$

Donde, P_1 hace referencia a la presión del crudo antes de entrar al primer intercambiador de tren de precalentamiento y P_2 es la presión del crudo después del último intercambiador del tren de precalentamiento.

Cálculo del Duty del tren de precaliente: El crudo al interior de los intercambiadores del precalentamiento se encuentra en estado líquido a las condiciones de temperatura y presión del proceso, por lo tanto, el calor es sensible (no hay cambio de fase). Teniendo en cuenta esto, el calor se puede hallar de la siguiente manera:

$$Q = \dot{m} * (Cp_1 * T_1 - Cp_2 * T_2) \quad (11)$$

²⁵ ECOPETROL S.A, GRB Departamento de Energía y Pérdidas IIE (Índice de Ineficiencia Energética). Barrancabermeja. 2018

$$Q = \dot{m} * \overline{Cp} * (T_1 - T_2) \quad (12)$$

Donde, \dot{m} es el flujo másico del crudo, T_1 es la temperatura del crudo antes del primer intercambiador del tren de precalentamiento, T_2 es la temperatura del crudo después del último intercambiador del tren de precalentamiento y \overline{Cp} es el calor específico promedio del crudo a la entrada y salida.

Debido a que el fluido es un líquido, se puede asumir un Cp promedio a unas condiciones promedio de presión y temperatura en cada sección del proceso. Este fue estimado con ayuda del simulador SimSciPRO/II, Destilación ASTM y condiciones promedio (durante un mes) de operación de temperatura y presión en la corriente de entrada y salida de cada tren de precaliente. (Ver Anexo B)

Tabla 1. Resultados Cp U-150, U-200, U-250, U-2000, U-2100.

Tren de precalentamiento	U-150 Cp (BTU/Lb °F)		U-200 Cp (BTU/Lb °F)		U-250 Cp (BTU/Lb °F)	
	A	D	A	D	A	D
Primer	0.446	0.511	0.434	0.519	N/A	N/A
Pre-flash	0.506	0.584	N/A	N/A	N/A	N/A
Segundo	0.563	0.658	N/A	N/A	N/A	N/A

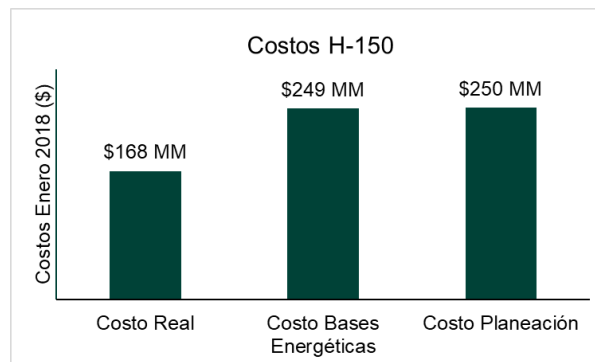
Tren de precalentamiento	U-2000 Cp (BTU/Lb °F)		U-2100 Cp (BTU/Lb °F)	
	A	D	A	D
Primer	0.436	0.503	0.436	0.522
Pre-flash	0.498	0.571	N/A	N/A
Segundo	0.551	0.644	0.510	0.649

Donde A: Fluido antes del tren de precalentamiento, D: Fluido después del tren de precalentamiento, N/A: No aplica (Algunas unidades no presentan preflash y/o no existían medidores de flujo, presión y/o temperatura)

6.1.3 Análisis del consumo de gas combustible Se debe tener en cuenta que cada unidad funciona con dos hornos, uno en la sección atmosférica y el otro en la sección de vacío. A cada uno se le realizó un análisis económico (utilizando un precio de \$5,207 pesos colombianos por cada kPCE consumido y un análisis operativo durante el mes de enero 2018²⁶

6.1.3.1 Consumo de gas combustible H-150 Primero se analizó económicamente el horno del lado atmosférico H-150, mediante los siguientes resultados:

Gráfica 3. Costos del H-150 en enero 2018.



Se evidencia un cumplimiento respecto a las bases energéticas y planeación durante el mes, con un margen a favor aproximado de \$80 MM. Pero al realizar un análisis más riguroso de manera operativa, se encuentran circunstancias (descritas a continuación) donde se hubiera podido optimizar aún más este consumo.

En la gráfica 4, se apreciaron tres comportamientos diferentes durante el mes de enero de 2018. En el periodo del 7 al 10 de enero se evidenció un alto consumo de gas, mientras se trabajaba una baja carga de crudo. Durante el periodo del 11 al 17 de enero se observó un bajo consumo de gas con una relación de carga de crudo mayor. Posteriormente, en el periodo del 18 al 22 de enero se tuvo una tendencia constante de consumo de gas a una carga menor de crudo.

²⁶ ANGIOLANI, A. Introducción a la química industrial. Santiago de Chile: Andrés Bello. 1960

Gráfica 4. Tendencia del flujo de gas y crudo en el mes de enero 2018.

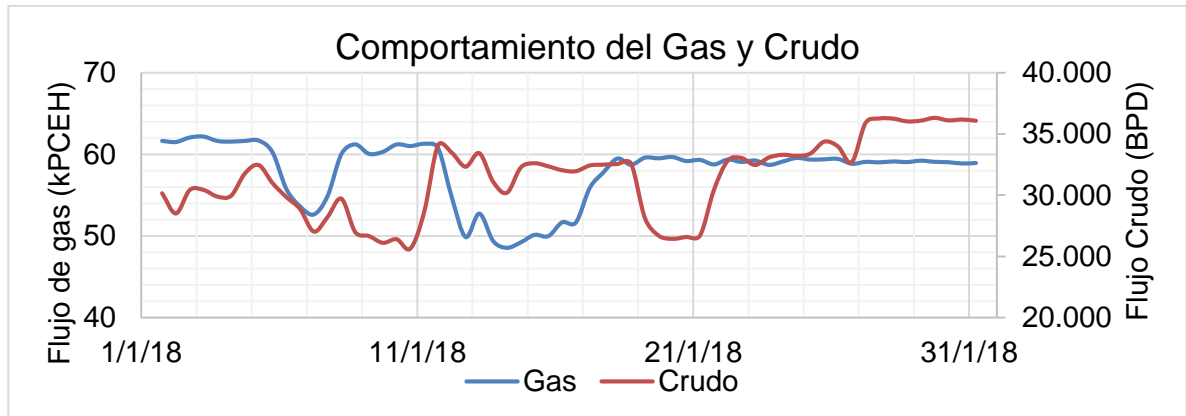


Tabla 2. Resultados RGC y costo día promedio mes de enero.

Periodo	RGC promedio (PCE/BIs)	Costo día promedio (\$)
7 – 10 enero	52.3	6,539,414
11 – 17 enero	38	4,973,982
18 – 22 enero	49.1	6,061,940

En la tabla 2 se presentan los valores promedio de la RGC durante los periodos analizados en el mes de enero del año 2018. Por lo cual, se busca que la relación RGC se mantenga en 38 PCE/BIs, implicando una reducción \$1.5MM promedio día en los costos de gas combustible. Este valor se dedujo a partir de la aplicación de un análisis numérico de optimización utilizando el método de exploración y refinando este valor mediante el método de Newton.

6.1.3.2 Poder calorífico El poder calorífico de un gas es la cantidad de calor que este puede proporcionar al quemarlo completamente en presencia de una cantidad necesaria de oxígeno, para dar como productos de la combustión dióxido de carbono y agua²⁷. Debido a que el gas combustible utilizado en los hornos es un gas de refinería (metano, etano, propano, olefinas, H₂S, hidrógeno, etc) todos los días se realizan pruebas de laboratorio para tener un estimativo de las propiedades

²⁷ SMITH, J. M., VAN NESS, H. C., & ABBOTT, M. M. Introducción a la termodinámica en ingeniería química / J.M. Smith, H.C. Van Ness, M. M. Abbott. Mexico : McGraw-Hill, 2002.

y poder ajustar las variables a este. Luego el consumo de gas combustible se ve afectado directamente por su composición variable.

Gráfica 5. Tendencia del poder calorífico del gas - enero del 2018.

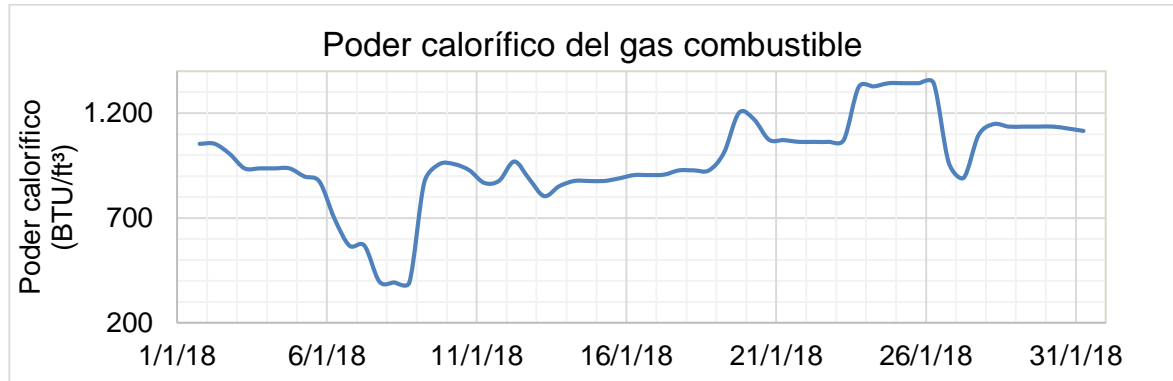
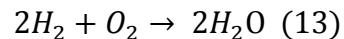


Tabla 3. Características promedio del gas refinaria.

Periodo	Poder calorífico (BTU/ft³)	% mol de hidrógeno	% mol de H ₂ S	% mol de olefinas
7 – 10 enero	682.8	44.3	0.36	0.96
11 – 17 enero	886.9	42.9	0.28	2.27
18 – 22 enero	1,056.8	36.3	0.75	2.63

Analizando los diferentes periodos del mes de enero, se confirma la relación directamente proporcional entre el poder calorífico y la composición de olefinas presentes en el gas combustible. A demás, la presencia de hidrogeno genera un desaprovechamiento energético en la combustión del gas, utilizado parte de esta energía para generar la reacción secundaria (aproximación simple) que se presenta a continuación²⁸:



²⁸ CENGEL, Y. A., & BOLES, M. A. Termodinámica / Yunus A. Cengel, Michael A. Boles. Mexico : McGraw-Hill, C2012.

Por lo tanto, para aprovechar el poder calorífico del gas es necesario que este posea un porcentaje molar de olefinas alto y un porcentaje molar de hidrogeno bajo.

6.1.3.3 Temperatura de chimenea H-150 La temperatura de chimenea es un indicativo sobre el aprovechamiento energético del gas combustible al interior de un horno. Entre menor sea esta temperatura, mayor será la eficiencia de un horno y, por lo tanto, el consumo de gas sería menor. Específicamente, el H-150 debería operar por debajo de 634°F de temperatura de chimenea²⁹.

Gráfica 6. Tendencia de la temperatura de chimenea- enero del 2018.

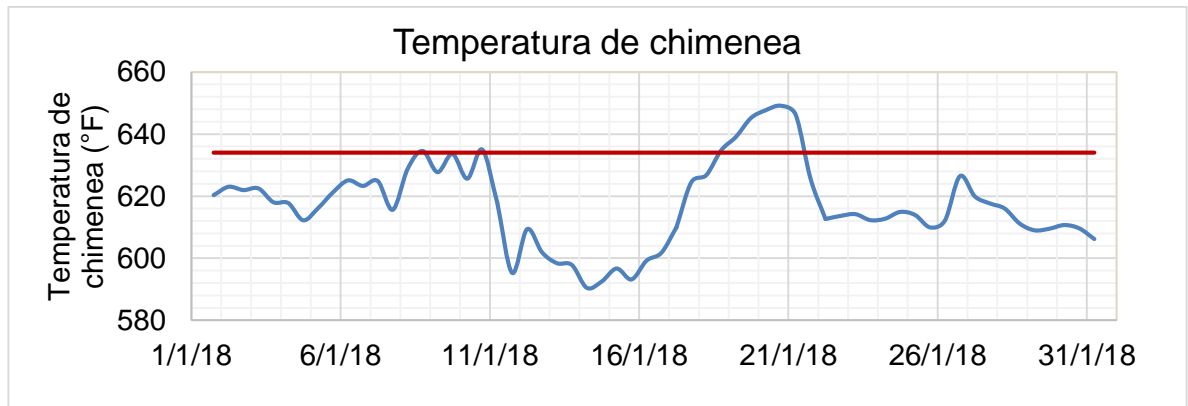


Tabla 4. Temperatura de chimenea y eficiencia del horno.

Periodo	Temperatura Chimenea [°F]	% eficiencia
7 – 10 enero	628	79.1
11 – 17 enero	602	80.0
18 – 22 enero	634	79.0

Analizando la gráfica 6 y tabla 4 se corrobora que, teniendo una menor temperatura de chimenea se obtuvo una mayor eficiencia en el horno, aprovechando la capacidad calorífica del gas de mejor manera para calentar el crudo, generando menor consumo de gas combustible. Como se observa en la gráfica 5 en el periodo del 11 al 17 de enero, los gases de combustión presentan un óptimo rendimiento,

²⁹ ECOPETROL S.A, Op. Cit.

debido a que su poder calorífico y composiciones molares estuvieron entre los valores estándar de referencia como se presentó anteriormente.

6.1.3.4 Temperatura del crudo La temperatura del crudo al ingresar al horno es una variable fundamental para el consumo de gas, debido a que entre mayor sea está, menor es el requerimiento energético y flujo de gas. Pero esta variable se asociada al funcionamiento de los trenes de precalentamiento.

La primera variable es el calor recibido por cada uno de los trenes de precalentamiento, permitiendo identificar macroscópicamente si se debe ajustar alguna variable para optimizar este proceso. Mediante la distribución estadística de datos y el cálculo del duty (ecuación 12), se estipularon unos valores mínimos de referencia de duty para cada tren, estos fueron 18 MMBTU/h, 28 MMBTU/h y 54 MMBTU/h para el primer tren, tren de la sección preflash y segundo tren de precalentamiento respectivamente. **(ver Anexo C)**. En este caso al construir las tendencias del Duty se encontró lo siguiente:

Gráfica 7. Flujo de calor de cada tren de precalentamiento - enero del 2018.

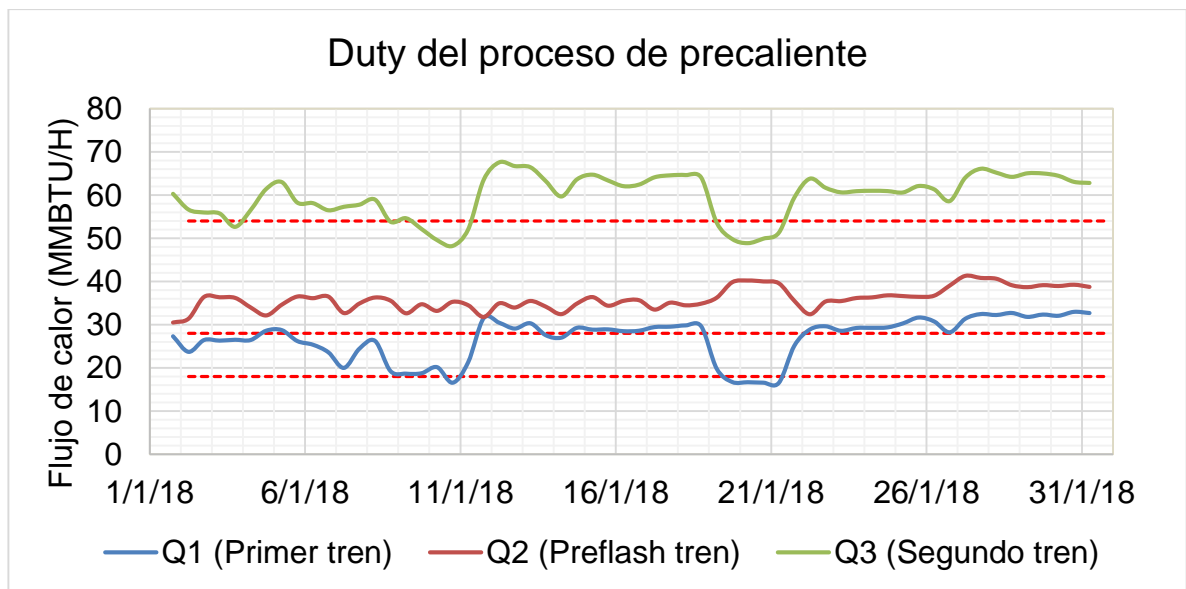


Tabla 5. Duty de los trenes de precalentamiento.

Periodo	Q ₁ (primer tren) MMBTU/h	Q ₂ (preflash tren) MMBTU/h	Q ₃ (segundo tren) MMBTU/h
7 – 10 enero	20.5	34.4	54.0
11 – 17 enero	28.5	34.4	63.1
18 – 22 enero	22.9	36.8	56.6

En la tabla 5 se observa que todos los duties promedio para cada periodo tuvieron un valor superior al mínimo. El comportamiento del duty, Q₂, no presento una variación significativa en los 3 periodos analizados, por lo que se considera que para este caso en específico las variables involucradas no tienen influencia en la eficiencia energética del consumo de gas combustible. Respecto a los otros duties, Q₁ y Q₃, se evidenciaron 2 comportamientos muy cercanos al duty mínimo de referencia, por lo cual no hubo una transferencia de calor favorable al crudo. De esta manera se deben realizar análisis rigurosos a las variables involucradas en el primer y segundo tren de precalentamiento, para maximizar el aprovechamiento energético y el consumo de gas combustible.

6.1.3.5 Variables del primer tren de precalentamiento Teniendo en cuenta que cada tren de precaliente está conformado por una serie de intercambiadores y que cada uno posee un fluido de calentamiento diferente, a un caudal y temperatura dada, se analizaron estas variables en conjunto para determinar cuál de estas es la que está afectando el proceso de precalentamiento (temperatura de entrada al horno) y por ende el consumo de gas combustible.

El primer tren de precalentamiento se compone de dos intercambiadores, uno con gases de cima de la torre atmosférica y el otro con reflujo de la cima de la torre de vacío como fluidos de calentamiento.

Gráfica 8. Tendencia de la temperatura de los fluidos de calentamiento del primer tren en enero del 2018.

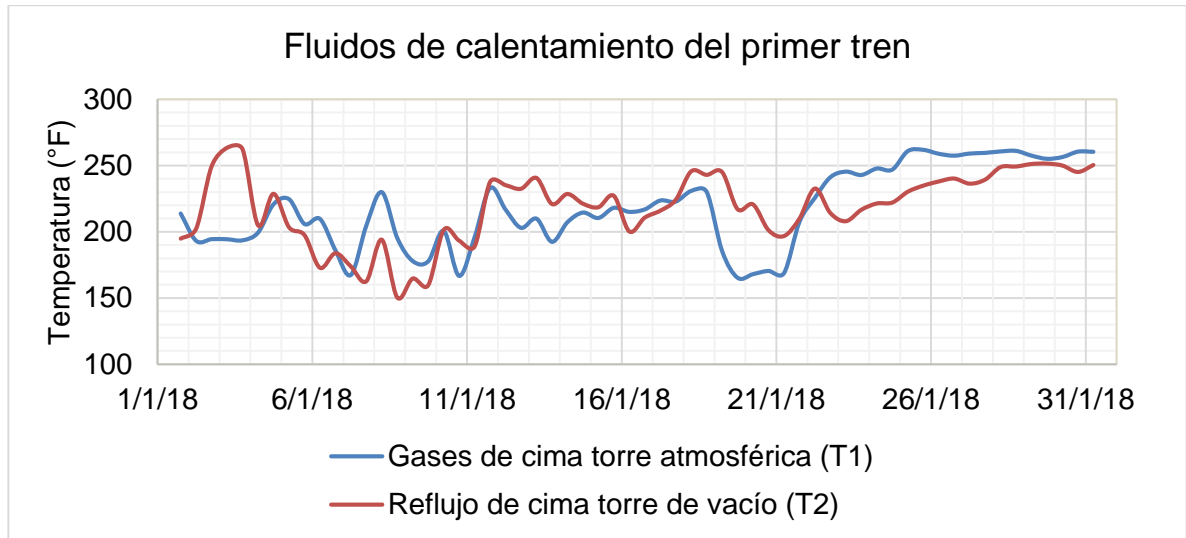


Tabla 6. Temperatura promedio de los fluidos de calentamiento en el primer tren.

Periodo	T ₁ (°F)	T ₂ (°F)
7 – 10 enero	190	175
11 – 17 enero	196	221
18 – 22 enero	199	222

Las variaciones presentadas en los fluidos de calentamiento del primer tren como se presenta en la gráfica 8, se debe a que por medio del operador y el control automático se busca mantener un perfil de temperatura en las torres atmosféricas y de vacío, lo que causa que las variables involucradas (flujo y temperatura) de los fluidos de calentamiento se vean afectados por dicho control.

Gráfica 9. Tendencia del flujo del reflujo de cima de la torre de vacío de enero del 2018.

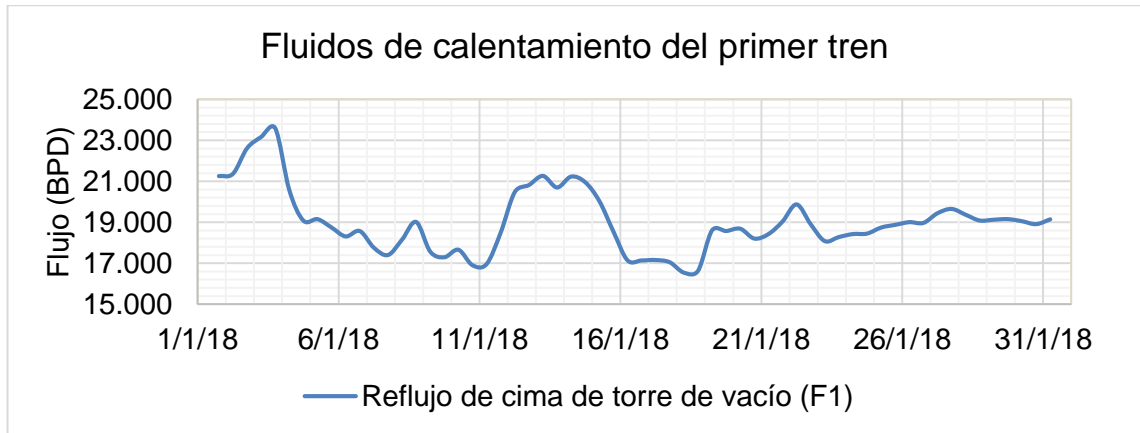


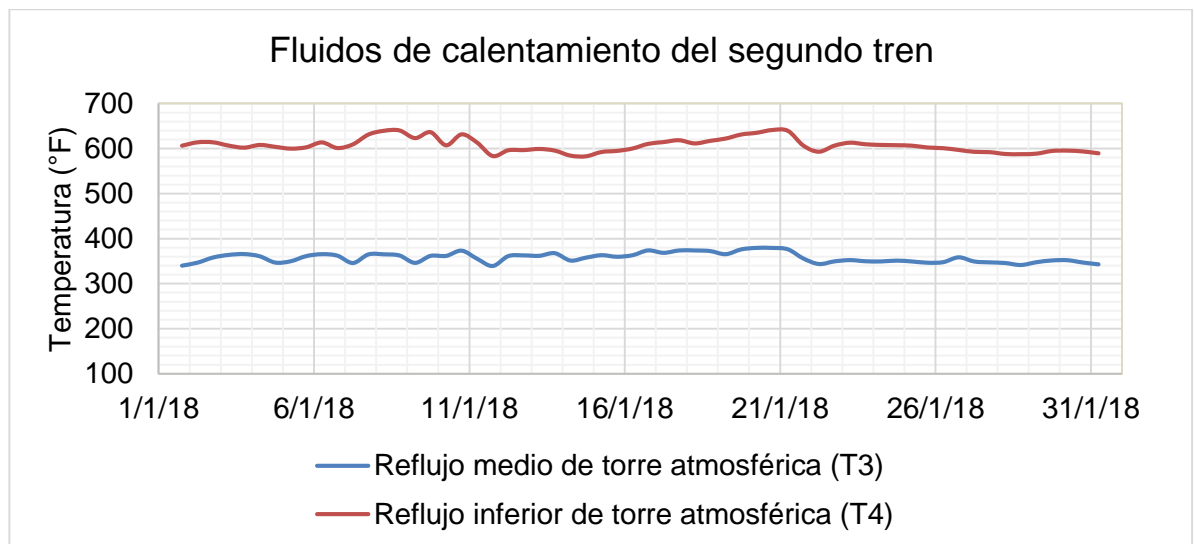
Tabla 7. Flujo del fluido de calentamiento del primer tren de intercambiadores de calor.

Periodo	F ₁ (BPD)
7 – 10 enero	17,715
11 – 17 enero	19,139
18 – 22 enero	18,345

En el primer tren de precalentamiento, se presentó una variación mínima en la temperatura de los gases de calentamiento descartándolo así de las variables que afectan al proceso. Luego, analizando la temperatura y el flujo del reflujo de cima de la torre de vacío, se determinó que estas variables son las que afectan directamente la eficiencia energética del primer tren de calentamiento, debido a que presentan variaciones considerables en cada uno de los periodos. Realizando un análisis numérico de optimización utilizando el método de exploración y refinando mediante el método de Newton, se evaluó que las variables óptimas para este primer tren son de un flujo mínimo de 16,536 BPD con una temperatura entre los 240 – 250 °F con el fin de mejorar la carga energética o en caso contrario, cuando se presente una temperatura mínima de 150°F se debe compensar con un flujo aproximado de 19,014 BPD.

6.1.3.6 Variables del segundo tren de precalentamiento El segundo tren de precaliente se compone de seis intercambiadores con reflujo medio e inferior de la torre atmosférica, reflujo inferior, destilado pesado y asfalto de la torre de vacío como fluidos de calentamiento. En esta sección se determinó que los intercambiadores que presentan deficiencia energética en el consumo de gas combustibles fueron los que presentaron flujos de calentamiento del reflujo medio e inferior de la torre atmosférica. La variable temperatura presentada por los fluidos de calentamiento en el segundo tren no son influencia significativa como lo evidencia la gráfica 9 ya que no se presentó una variación representativa que pudiera influenciar la carga energética en el proceso.

Gráfica 10. Tendencia de la temperatura de los fluidos de calentamiento del segundo tren en enero del 2018.



Gráfica 11. Tendencia del flujo de los fluidos de calentamiento del segundo tren en enero 2018.

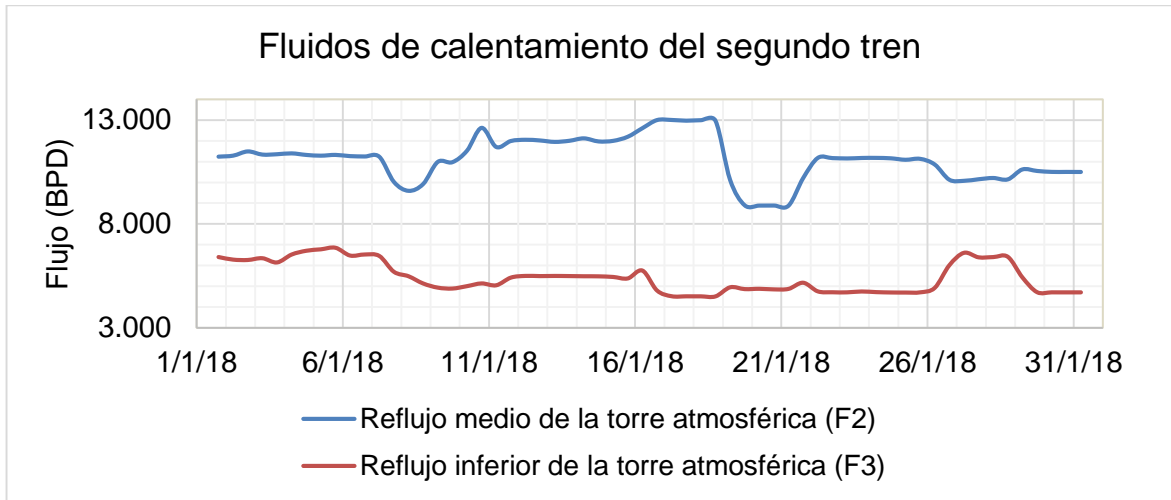


Tabla 8. Flujo y temperatura de los fluidos de calentamiento.

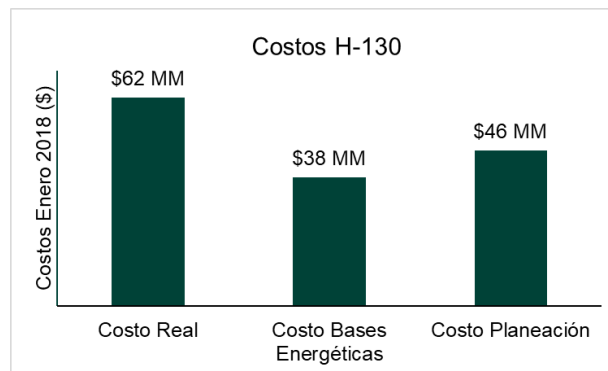
Periodo	T ₃ (°F)	T ₄ (°F)	F ₂ (BPD)	F ₃ (BPD)
7 – 10 enero	359	627	10,861	5,339
11 – 17 enero	361	598	12,263	5,269
18 – 22 enero	366	620	10,417	4,805

La tendencia de la temperatura de los fluidos de calentamiento del segundo tren durante el mes de enero no presentó una variación representativa, luego no es una variable a tener en cuenta ya que no varía la relación energética suministrada a este tren de calentamiento como lo representa la gráfica 11, luego desde el punto de vista de los reflujos, se evidenció que hubieron desviaciones en la cantidad de reflujo ingresada aun así manteniendo la misma temperatura, es decir se presentó menor transferencia de calor. Realizando un análisis numérico de optimización utilizando el método de exploración y refinando mediante el método de Newton, se evaluó que las variables óptimas para reflujo medio de calentamiento en la torre atmosférica son, para un flujo mínimo de 8873 BPD es necesario mantener una temperatura aproximada de 375 °F, o si se presenta una temperatura mínima 338 °F un flujo de 11997 BPD. Analizando reflujo inferior de la torre atmosférica, se determinó que

para un flujo mínimo de 4510 BPD es necesario una temperatura de 617 °F o para una temperatura mínima de 582 °F un flujo de 5473 BPD, esto con el fin de mantener una carga energética óptima en los intercambiadores en los que interviene el reflujo medio e inferior de la torre atmosférica del segundo tren de calentamiento.

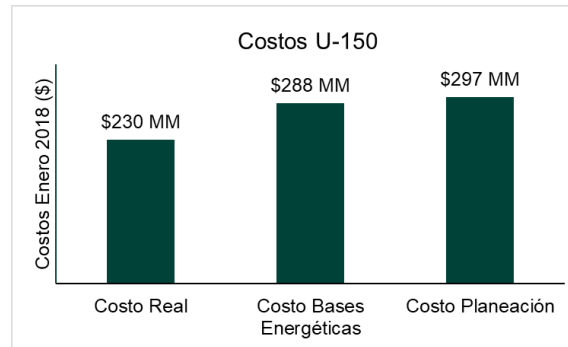
6.1.3.7 Consumo de gas combustible H-130 Posteriormente, se analizó el horno de la sección de vacío (H-130) económicamente, obteniéndose los siguientes resultados:

Gráfica 12. Costos del H-130 en enero 2018.



Si se comparan con los resultados del H-150, se evidencia que el horno del lado vacío de la unidad de topping 150, no cumple con los costos estipulados de Bases Energéticas con un saldo negativo de \$24MM, ni con Planeación con saldo negativo de \$16MM. En términos de costos una parte del saldo a favor del H-150 está consumiendo el saldo negativo del H-130, por lo tanto, al realizar el balance global de costos del gas combustible en la U-150 se tendría lo siguiente:

Gráfica 13. Costos totales de gas combustible en la U-150 de enero 2018.



Desde el punto de vista global, la U-150 está cumpliendo para el mes de enero de 2018 con las Bases energéticas y Planeación, pero tal y como se evidenció en la gráfica 11, el H-130 no se encuentra dentro de los estándares estipulados, requiriendo un análisis profundo desde el punto de vista operativo, el cual se explicará a continuación.

Gráfica 14. Comportamiento del gas y crudo del H-130 en enero 2018.

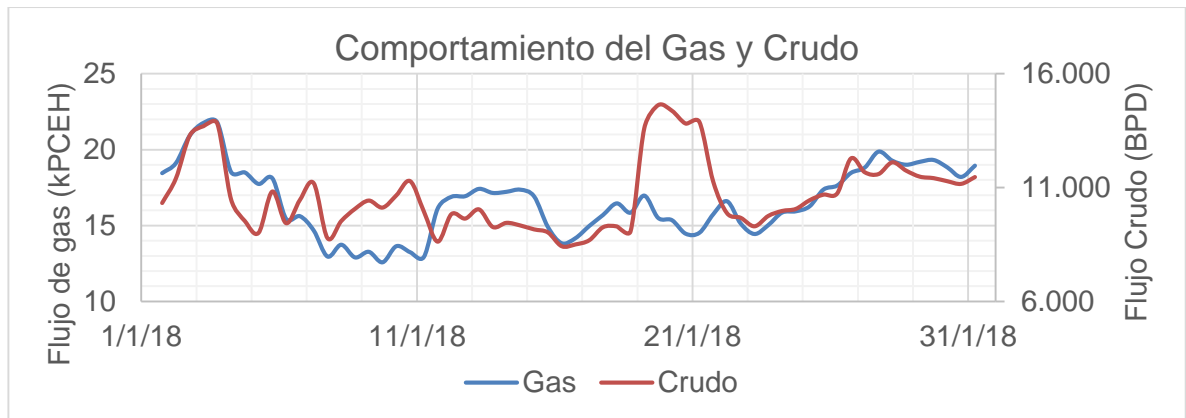


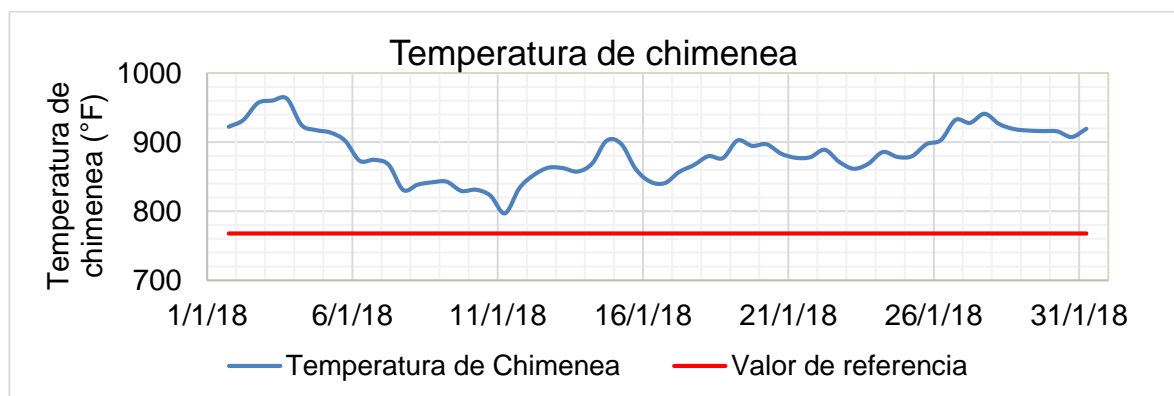
Tabla 9. Resultados RGC y costo día promedio mes de enero 2018.

Periodo	RGC promedio (PCE/Bls)	Costo día promedio (\$)
7 – 10 enero	31.42	1,670,208
11 – 17 enero	41.37	1,985,200
18 – 22 enero	32.69	1,955,840

Analizando el horno de la sección de la unidad de vacío H-130, se presenta una alta relación de RGC respecto al mínimo estipulado calculado por el análisis a partir del método de exploración y el método de Newton, que determina una relación gas crudo optima de 25 PCE/BIs. Debido a que en todos los periodos se presenta una relación superior a esta, se generaron incrementos en los costos que llevaron a que no se cumpliera el plan estipulado en bases energéticas y planeación como lo representa la gráfica 12.

6.1.3.8 Temperatura de chimenea y eficiencia del H-130 Mediante la temperatura de chimenea del horno se puede evaluar el aprovechamiento energético de un gas. El horno de la sección de vacío en condiciones óptimas debería operar con una temperatura de chimenea igual o menor a 768°F³⁰, para garantizar una mayor eficiencia en el horno, con un valor óptimo de 75%, y por consecuente un menor consumo de gas. En la gráfica 15 se comprueba que el poder calorífico del gas no está siendo aprovechado de la mejor manera, debido a que los gases de combustión han salido con temperaturas muy altas, desaprovechando la energía que pudo ser utilizada en el proceso, y a cambio se consumió una mayor cantidad de gas combustible que el estimado.

Gráfica 15. Tendencia de la temperatura de chimenea H-130 en enero 2018.



³⁰ Ibíd.

Tabla 10. Temperatura de chimenea y eficiencia promedio H-130.

Periodo	Temperatura de chimenea promedio (°F)	Eficiencia promedio (%)
7 – 10 enero	838	74.80
11 – 17 enero	857	74.57
18 – 22 enero	885	74.06

6.1.3.9 Temperatura del fondo de la torre atmosférica La variable operativa que afecta directamente el consumo de gas combustible en el horno H-130, es la temperatura del fondo de la torre atmosférica. Entre mayor sea la temperatura de entrada al horno menor es el ΔT y por consiguiente el consumo de gas también, debido a que el horno debe hacer un menor esfuerzo para calentar el crudo.

Gráfica 16. Tendencia de la temperatura de fondo de la torre atmosférica de la U-150 en enero 2018.

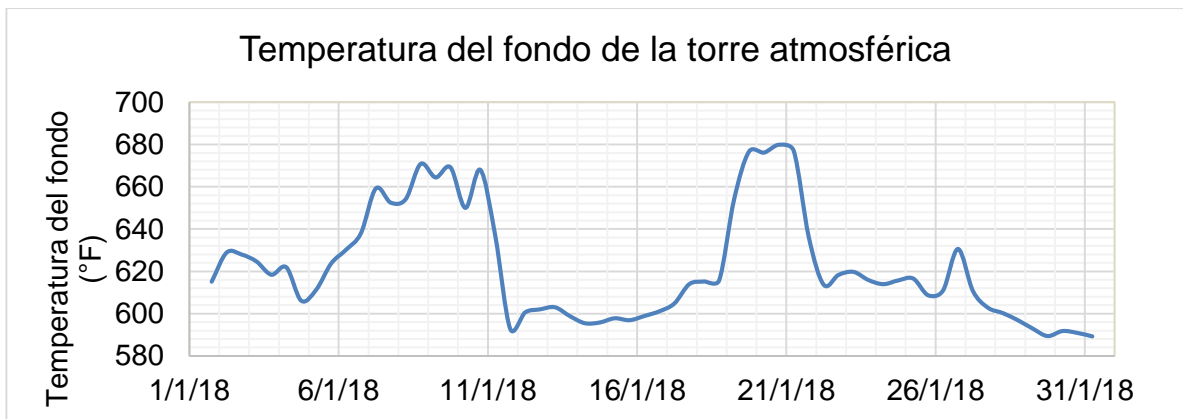


Tabla 11. Temperatura promedio del fondo de la torre atmosférica.

Periodo	Temperatura del fondo de la torre atmosférica promedio (°F)
7 – 10 enero	661
11 – 17 enero	602
18 – 22 enero	646

La tendencia de la temperatura de fondo de la torre atmosférica de la U-150, presenta cambios considerables durante todo el mes generando que las condiciones operativas del horno H-130 sean afectadas; luego, al realizar un análisis de optimización utilizando el método de exploración y el método de Newton, se encontró que la temperatura de fondo óptima debe ser aproximadamente de 650 °F, con el propósito de disminuir el consumo de gas combustible y mejorar el rendimiento económico.

Del anterior análisis se tiene como resultado que las variables que afectaron de manera directa los costos y el consumo de gas en la unidad de topping 150 en el mes de enero fueron la temperatura de los gases cima de la torre atmosférica, flujo y temperatura del reflujo de cima de la torre de vacío, flujo del reflujo medio e inferior de la torre atmosférica y la temperatura de fondo de la torre atmosférica.

En el Anexo D, se muestran los resultados de las unidades de topping 200, 250, 2000 y 2100, a las cuales se les realizó el mismo análisis riguroso y detallado, desde el punto de vista de costos y operativo.

6.2 VAPOR

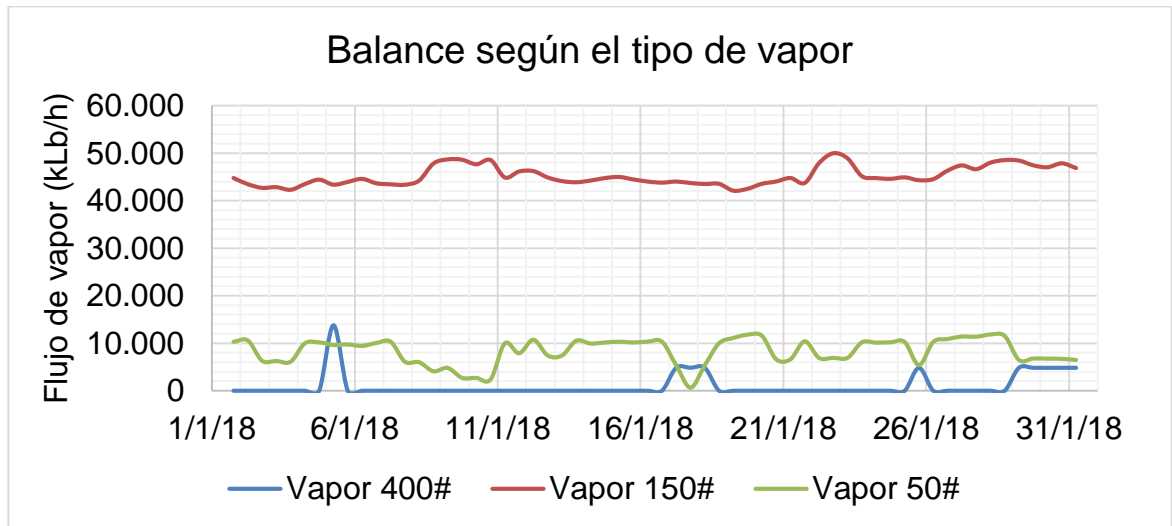
6.2.1 Identificación de equipos En el Departamento de Refinación de Crudos, específicamente las unidades de topping, se encontró que los equipos que consumen vapor son las turbinas, torres de destilación, torres despojadoras, eyectores y generadores de vapor (intercambiadores). Cada uno de estos consume un tipo de vapor según sus especificaciones. El vapor de 400# es utilizado por las turbinas (gran capacidad y tamaño), el vapor de 150# para turbinas (menor capacidad y tamaño) y eyectores, el vapor de 50# para torres de destilación y despojadoras. Además, los generadores de vapor producen vapor de 150# y las turbinas expulsan por los exostos vapor de 50#.

$$\dot{F}_{400\#} = \sum \dot{F}_{Turbinas\ de\ alta} \quad (14)$$

$$\dot{F}_{150\#} = \sum \dot{F}_{Turbinas\ de\ baja} + \sum \dot{F}_{Eyectores} - \sum \dot{F}_{Generadores} \quad (15)$$

$$\dot{F}_{50\#} = \sum \dot{F}_{Torres} + \sum \dot{F}_{despojadoras} - \sum \dot{F}_{Exosto\ turbinas} \quad (16)$$

Gráfica 17. Balance de vapor de la unidad U-150.



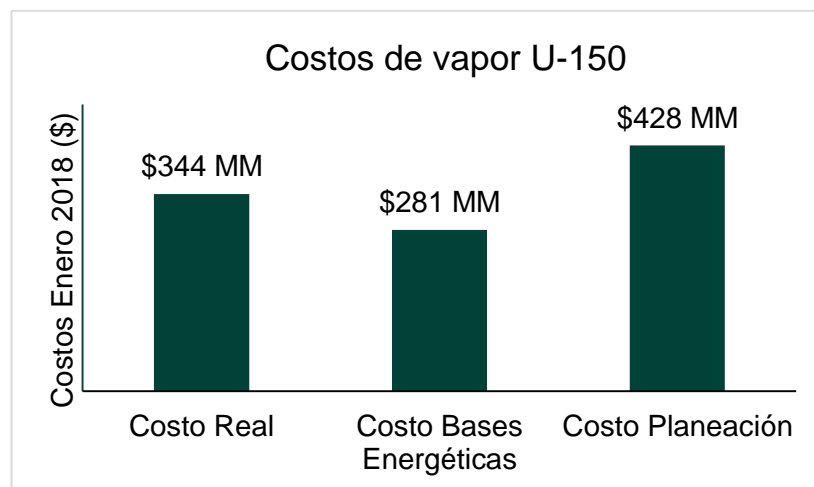
6.2.2 Cálculo de variables Al identificar los equipos asociados al consumo y producción de vapor, se obtuvieron datos directamente del DCS (mediante un complemento de Excel PI-DataLink) de flujos de vapor a torres, eyectores y generadores. Para los flujos de vapor en las turbinas, no se poseen medidores en planta, por lo tanto, se hizo un estimativo de este, multiplicando los flujos teóricos de cada turbina por los días en los que estos estuvieron en operación.

$$F_{turbina} = F_{t\acute{e}orico} \left[\frac{Lb}{h} \right] * \frac{24\ h}{1\ d\acute{a}a} * \#d\acute{a}as\ en\ operaci\acute{o}n \quad (17)$$

6.2.3 Análisis del consumo de vapor Se debe tener en cuenta que cada unidad se le realizó un análisis económico (utilizando un precio de \$10,525 pesos colombianos por cada kLb de vapor 400# y 150# consumida) y operativo durante el mes de enero 2018³¹.

6.2.3.1 Consumo de vapor en la U-150 Al realizar el análisis económico en cuanto al consumo de vapor de la U-150 en el mes de enero 2018, se calculó un costo real de consumo de \$344 MM de pesos colombianos y comparando este resultado con los costos estimados de bases energéticas y planeación, se encontró que se cumplió con planeación (saldo a favor \$84MM) pero con respecto a las bases energéticas no hubo cumplimiento (saldo negativo \$63MM). Por consecuente, se hizo un análisis de consumo de vapor de cada tipo de equipo para encontrar la causa de esté.

Gráfica 18. Costos del vapor de la U-150 en enero 2018.



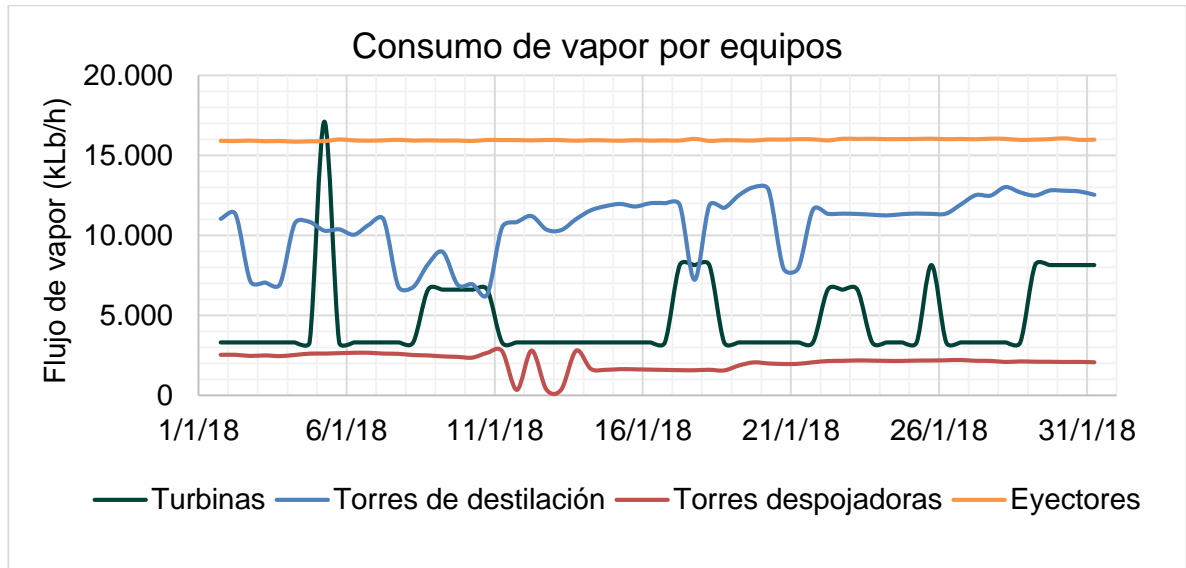
En la gráfica 19 se presenta el consumo de vapor por unidad de equipos durante el mes de enero del 2018. El consumo de vapor en los eyectores y torres despojadoras en este periodo tiene tendencia constante manteniendo un flujo

³¹ ANGIOLANI, A. op. Cit.

promedio de vapor de 16,000 y 2,100 kLb/h respectivamente lo cual hace que se descarten como factor que afecte el consumo y por consecuente los costos operacionales no son afectados por estas variables. Por otro lado, el consumo de vapor en las torres de destilación va sujeto a una condición operativa que depende del tipo y características del crudo que ingresan al proceso, por ende, esta variable se considera como una variable incontrolada debido a que estas características cambian frecuentemente luego los costos y consumo de vapor no se pueden optimizar.

Por último, la U-150 consta de equipo rotativo con relevo (así como las demás unidades de topping), una bomba-motor y una bomba-turbina, por cuestiones de costos la bomba que debe operar en la mayoría del tiempo es la bomba-motor, y la bomba-turbina solo opera cuando la otra no se encuentra disponible (en falla o mantenimiento) o por requerimientos de flujo; teniendo en cuenta esto el consumo de vapor está directamente relacionado con la cantidad de turbinas que se encuentren en servicio y sus costos aumentan o disminuyen en función a este. En enero, la U-150 tuvo en operación 4 de sus 9 turbinas, de las cuales una opero todo el mes, tres operaron algunos días y cinco no estuvieron en servicio en ningún momento.

Gráfica 19. Tendencias del consumo de vapor de cada equipo de la U-150 en enero 2018.



En el Anexo E, se muestran los resultados del consumo de vapor de las unidades de topping 200, 250, 2000 y 2100, a las cuales se les realizó el mismo análisis desde el punto de vista de costos y operativo.

6.3 PLANTILLA DE COSTOS Y CONDICIONES OPERACIONALES ECOPETROL S.A.

La plantilla de costos y condiciones operacionales Ecopetrol S.A, es una herramienta desarrollada en Excel la cual permite visualizar los datos operacionales y de costos en tiempo real de las cinco unidades topping, con el fin facilitar a los operadores de planta realizar un análisis de las variables que afectan el consumo energético de las diferentes unidades y así poder disminuir los costos de estos. Esta plantilla es una herramienta desarrollada por los autores, la cual fue entregada a Ecopetrol S.A. En el Anexo F y G, se presenta el manual de uso de la plantilla donde se pueden evidenciar todas las variables analizadas anteriormente.

7. CONCLUSIONES

- Se identificaron y evaluaron las diferentes variables que afectan el consumo de las bases energéticas del Departamento de Refinación de Crudos de Ecopetrol S.A, donde los equipos principales de calentamiento de crudo como, trenes de precalentamiento y hornos tanto de la sección atmosférica como de vacío, representan la principal fuente de consumo energética cuyas variantes de consumo son estipuladas por el tipo de crudo que se ingrese a la unidad de refinación, el tipo de fluido de calentamiento en los intercambiadores de calor, la relación gas/carga en los hornos de calentamientos y la composición química de los gases de combustión en los hornos.
- Se determinó que la caída de presión en los trenes de calentamiento durante el mes de enero como algunos fluidos de calentamiento de los mismos y el porcentaje de oxígeno en exceso en los hornos, no interfieren en las variaciones de consumo energético en las distintas operaciones.
- Se demostró que las variables que más afectan el consumo en el caso de gas combustible en los hornos de las diferentes unidades son, los flujos y temperaturas de los fluidos calientes que ceden su calor al crudo, permitiendo alcanzar las condiciones óptimas de temperatura (aprox 500°F) a la entrada del horno atmosférico y la temperatura del fondo de la torre atmosférica (aprox 650 °F) como factor fundamental en el horno del lado vacío, por tal motivo el consumo de gas depende de las condiciones operativas del proceso.
- Se estableció que el consumo de vapor de agua está completamente ligado a los equipos que para su funcionamiento necesitan de este, siendo el consumo de las turbinas el factor variable y los demás equipos (torres, eyectores y

generadores de vapor) el factor aproximadamente constante del balance másico del vapor, por ende, este depende del plan de mantenimiento o falla de la bomba-motor.

- Mediante el balance másico de vapor durante el mes de enero de 2018, se determinó que la cantidad de consumo de cada tipo de vapor 400#, 150# y 50# es 687,969 kLb/mes, 14,184,236 kLb/mes y 5,979,251 kLb/mes respectivamente, generando un aumento aproximado de 63 MM de pesos durante el presente mes, el cual es causado por la operación de las bombas-turbina en diferentes lapsos del mes. De tal manera, realizando un análisis operacional del funcionamiento las bombas-motor (eléctricas) durante el mes, se obtendría una disminución de costos de vapor aproximada de 35 MM de pesos.
- Finalmente se logró desarrollar una herramienta en Excel (entregada a Ecopetrol S.A) que permite visualizar todas las variables anteriormente descritas con sus respectivos costos, de tal manera que el supervisor pueda llevar a cabo un control turno a turno, y el operador pueda identificar las variables que están afectando el consumo de gas y vapor; relacionándolas con los costos que estas representan para el Departamento de Refinación de Crudos.

8. RECOMENDACIONES

Un aspecto relevante es que al realizar el análisis de cualquier variable o situación a nivel industrial o de laboratorio se deben tener en cuenta tanto los aspectos del proceso como los económicos, dando así una visión más general sobre los posibles escenarios que se presenten y sea más sencillo tomar alguna decisión sobre estas. Tal como se evidencio en el trabajo, donde algunas unidades topping cumplían con los costos estimados, pero aun así presentaban oportunidades de mejora en variables operativas y por consecuente se podrían optimizar los costos en un futuro.

BIBLIOGRAFÍA

ANGIOLANI, A. Introducción a la química industrial. Santiago de Chile: Andrés Bello. 1960

BARTLE, R. G., & SHERBERT, D. R. Introducción al análisis matemático de una variable / Robert G. Bartle, Donald R. Sherbert. Mexico : Limusa Wiley, 2010.

CANALE, R. P. Métodos numéricos para ingenieros (5a. ed.). 2016

CARRASCAL ARRANZ, U. Estadística descriptiva con Microsoft EXCEL 2010 / Ursicino Carrascal Arranz. Mexico : Alfaomega, 2011.

CENGEL, Y. A., & BOLES, M. A. Termodinámica / Yunus A. Cengel, Michael A. Boles. Mexico : Mcgraw-Hill, C 2012.

ECOPETROL S.A, GRB Departamento de Energía y Pérdidas IIE (Índice de Ineficiencia Energética). Barrancabermeja. 2018

ECOPETROL S.A. . ECOPETROL. Colombia. [en línea] disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web>.

ECOPETROL, W:\Planeación de la producción \Planeación y Programación de la Producción\Análisis Económicos\Potenciales, 2014.

FAIRES, J. D., & BURDEN, R. Métodos numéricos. Madrid : Thomson Editores, c2004.

FRYE, C., & BARCHARTS, I. Excel 2016 Tips & Tricks. [Boca Raton, Florida]: QuickStudy Reference Guides. 2016

GRB-ECOPETROL S.A., Manual de descripción de procesos de la unidad de crudo U150, U-200, U-250, U-2000, U-2100, MDPU, RWD, Cap 3 - 6, 2008.

GUTIERREZ CARMONA, J. Matemáticas financieras : con fórmulas, calculadora financiera y Excel / Jairo Gutierrez Carmona. Bogota : Ecoe ediciones, 2012.

HAGER, W. W. Newton's Method. Salem Press Encyclopedia Of Science, 2013

LOPEZ CARDENAS, D. C., ACEVEDO DUARTE, L. D., & MAHECHA BOHORQUEZ, C. D. . Optimización simultanea de composición de cargas y variables de operación en unidades de destilación de crudo [recurso electrónico] / Diana Carolina Lopez Cardenas ; directores Leonardo Acevedo Duarte, Cesar Mahecha Bohorquez. Bucaramanga : UIS, 2008.

PERRY, H. H., & GREEN, D. W. Perry: Manual del Ingeniero Químico (Sexta ed., Vol. IV). McGraw-Hill Interamericana. 1992

SLAGER, D. Essential Excel: A Step-by-Step Guide. [Berkeley]: Apress. 2016

SMITH, J. M., VAN NESS, H. C., & ABBOTT, M. M. Introducción a la termodinámica en ingeniería química / J.M. Smith, H.C. Van Ness, M. M. Abbott. Mexico : McGraw-Hill, 2002.

UOP Inc, Tyro, Manual de Entrenamiento, Cap 20-21, 1978.

ANEXOS

Anexo A. Configuración de fluidos de calentamiento.

Planta	Tren de precalentamiento	Fluidos de calentamiento
U-150	Primer	Reflujo de cima torre atmosférica, reflujo de cima torre de vacío.
	Pre-flash	Jet, diesel, gasóleo atmosférico, destilado pesado de vacío y asfalto.
	Segundo	Reflujo medio e inferior torre atmosférica, reflujo inferior y fondos torre de vacío.
U-200	Primer	Reflujo de cima torre atmosférica, Jet, diesel, vapores de cima y Reflujo medio de torre fraccionadora.
	H-201	Reflujo medio e inferior torre atmosférica, gasóleo atmosférico, fondos torre de vacío.
	H-202	Reflujo medio de torre fraccionadora, reflujo medio y fondos torre de vacío.
U-250	Primer	Gases de cima y reflujo medio torre atmosférica, reflujo de cima torre de vacío.
	Segundo	Diesel, gasóleo pesado de vacío, reflujo inferior torre atmosférica, reciclo y fondos torre de vacío.
U-2000	Primer	Gases de torre pre-flash, gases de cima y reflujo medio torre atmosférica.
	Pre-flash	Diesel, reflujo medio torre de vacío.
	Segundo	Reflujo inferior torre atmosférica, gasóleo pesado de vacío, fondos torre de vacío.
U-2100	Primer	Gases y reflujo superior torre atmosférica, diesel.
	Segundo	Reflujo inferior torre atmosférica, entrada y salida del reflujo medio torre de vacío, fondos torre de vacío, gasóleo de mezclado.

Anexo B: Simulación de corrientes para la estimación del Cp.

Se toma de referencia la unidad U-2000 para mostrar los datos utilizados en la simulación, de igual manera se realizó en las demás unidades.

Tabla B1. Destilación ASTM del crudo de U-2000.

%Peso	°F	%Peso	°F	%Peso	°F	%Peso	°F
1	95.9	20	488.66	39	672.98	58	846.32
2	154.22	21	501.26	40	682.7	59	855.5
3	188.78	22	512.24	41	692.42	60	865.22
4	215.24	23	521.78	42	701.06	61	874.76
5	237.56	24	533.66	43	710.78	62	884.66
6	257.72	25	545.18	44	719.6	63	895.1
7	278.42	26	554.54	45	729.68	64	905.9
8	301.82	27	564.62	46	738.5	65	916.88
9	320.36	28	574.52	47	748.58	66	927.68
10	339.26	29	581.36	48	757.4	67	937.94
11	357.62	30	591.26	49	767.3	68	948.38
12	378.32	31	600.44	50	775.94	69	959.9
13	394.88	32	608.54	51	785.48	70	971.6
14	413.24	33	618.08	52	793.76	71	983.3
15	426.38	34	626.18	53	802.94	72	995.18
16	441.5	35	636.26	54	811.04	73	1006.7
17	453.38	36	646.16	55	820.04	74	1018.58
18	465.8	37	654.44	56	828.32	75	1031
19	479.48	38	664.52	57	837.68	76	1043.06

T

Tabla B2. Datos de propiedades fisicoquímicas del crudo y condiciones de operación del proceso de U-2000.

Gravedad (API) = 24			Densidad (g/ml) = 0.9097		
Tren Precaliente	Temperatura entrada (°F)	Temperatura salida (°F)	Presión entrada (psig)	Presión de salida (psig)	Flujo (Bls/día)
Primero	96.0	226.2	272.2	266.5	45,239
Pre-flash	215.8	364.9	201.6	109.7	45,239
Segundo	323.9	522.7	276.7	238.6	40,702

Con base de las condiciones iniciales presentadas en las tablas B1 y B2, se simularon cada una de las corrientes de entrada y de salida de los trenes de precalentamiento de las unidades. A partir de SimSci PRO/II, se obtuvieron las capacidades caloríficas y demás propiedades fisicoquímicas del crudo a las condiciones ya estipuladas. A continuación, se presenta una visualización del simulador SimSci PRO/II.

Figura B1. Simulación del primer tren de precalentamiento U-2000



Figura B2. Simulación del pre-flash tren de precalentamiento U-2000



Figura B2. Simulación del segundo tren de precalentamiento U-2000

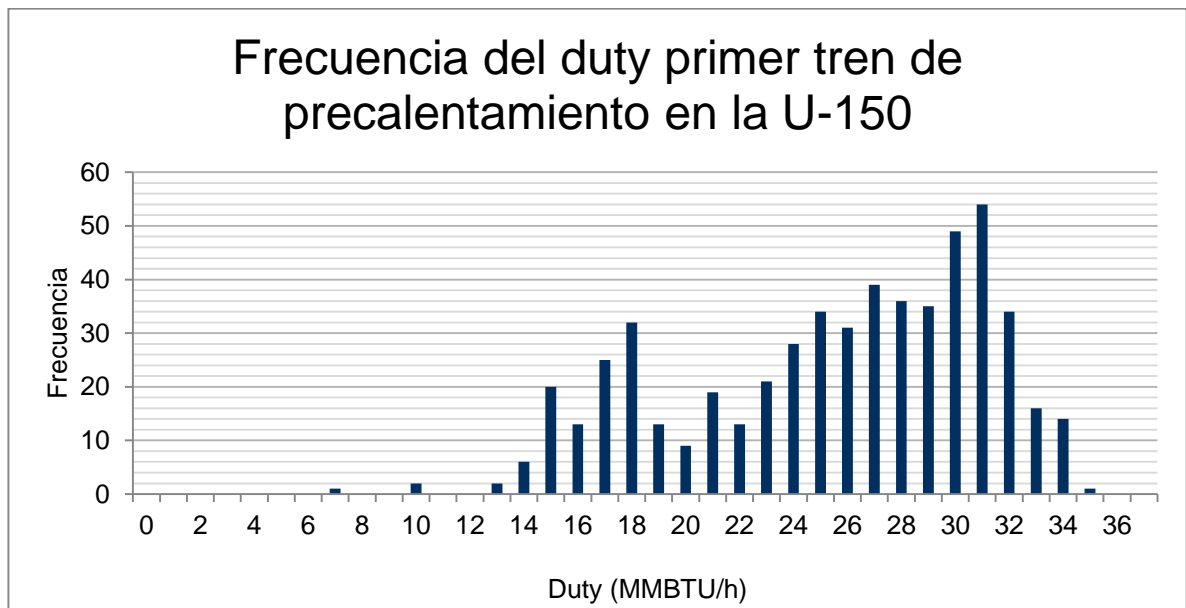


Tabla B3. Resultado de la simulación de U-2000.

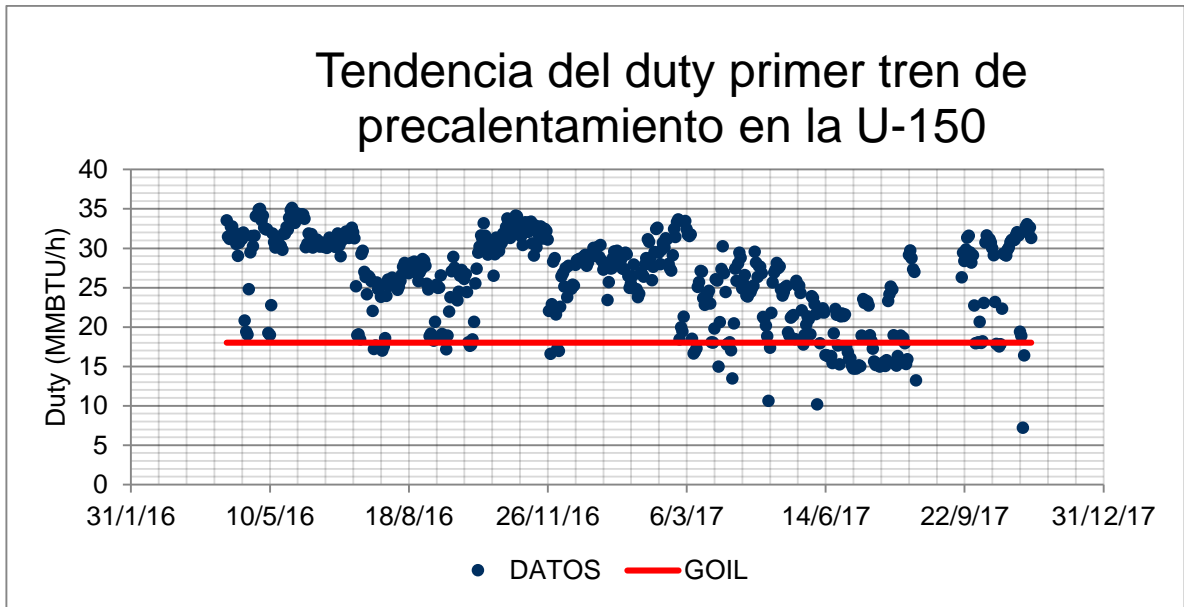
Tren Precaliente	Fase de entrada	Cp de entrada (BTU/Lb °F)	Fase de salida	Cp de salida (BTU/Lb °F)
Primer	Líquido	0.436	Líquido	0.503
Pre-flash	Líquido	0.498	Líquido	0.571
Segundo	Líquido	0.551	Líquido	0.644

Anexo C. Cálculo de valores de referencia mediante distribución normal de los datos.

Se tomaron tendencias a 2 años de datos del duty de cada tren de precalentamiento, los cuales se trataron mediante diferentes distribuciones. Para determinar el valor de referencia que se desea como el mínimo, GOIL (Guía operativa integral baja), es decir, el flujo mínimo de calor necesario para lograr una transferencia de calor adecuada para el proceso se desarrolló a partir de la diferencia entre el promedio aritmético y un porcentaje de la desviación estándar de los datos ($\bar{X} - 1.2\sigma$). Para el primer tren de precalentamiento de la unidad U-150, las variables del duty se ajustaron a una distribución trimodal, obteniéndose un valor de referencia mínimo de 18 MMBTU/h.

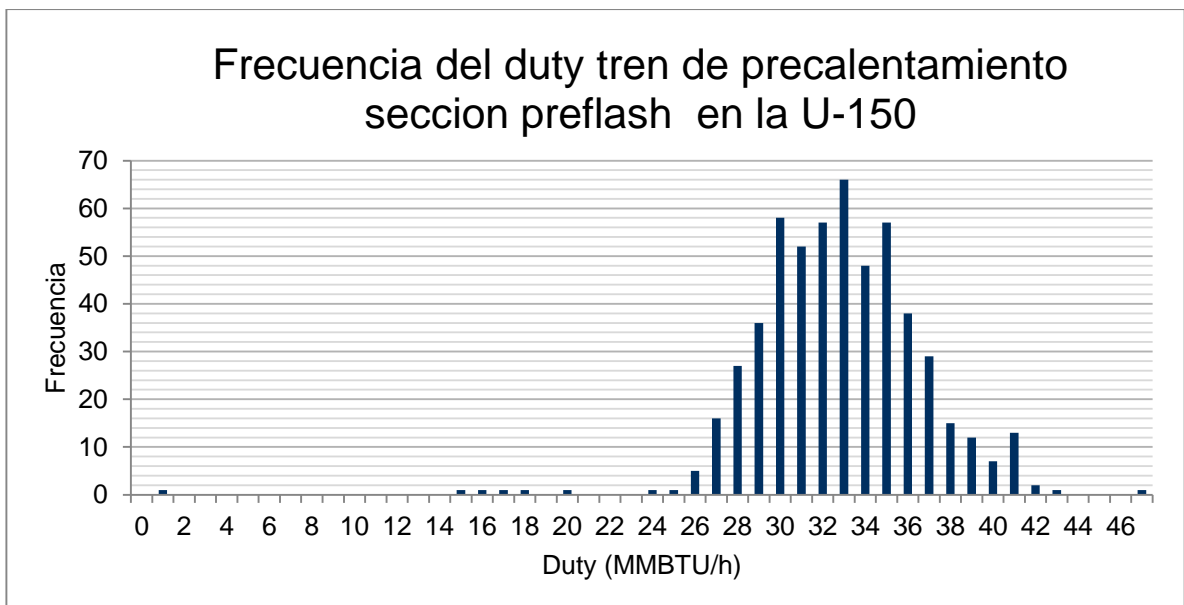


Grafica C1. Distribución de la frecuencia del duty del primer tren de precalentamiento de la U-150.

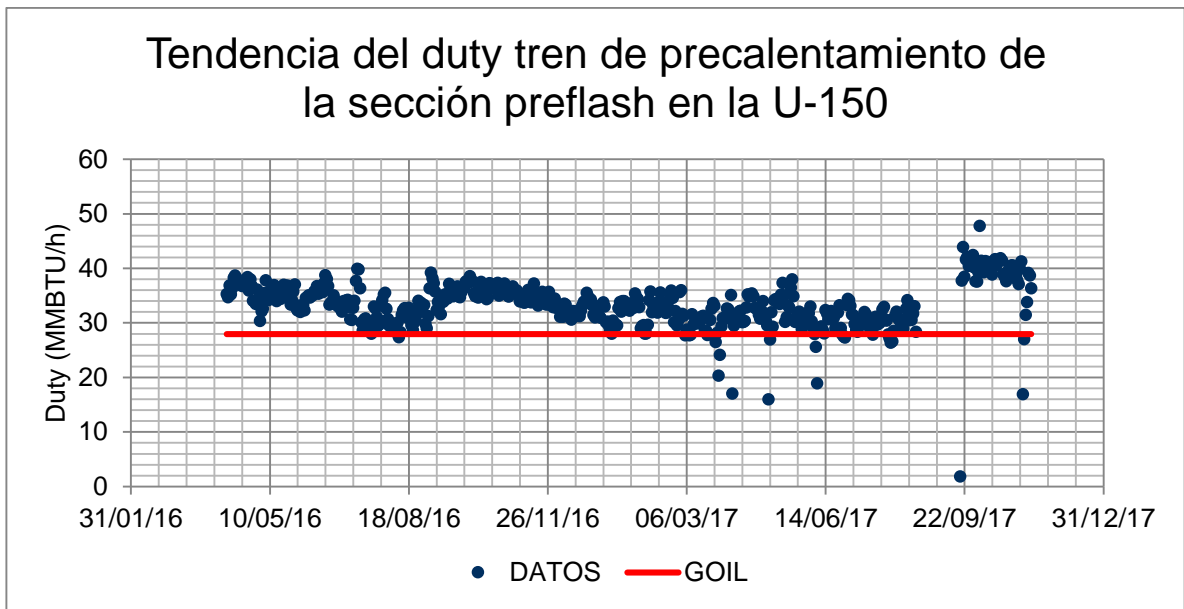


Gráfica C2. Tendencia duty del primer tren de precalentamiento U-150.

Para calcular el valor de referencia mínimo, se ajustaron los datos a una distribución normal obteniéndose como resultado un mínimo de 28 MMBTU/h.

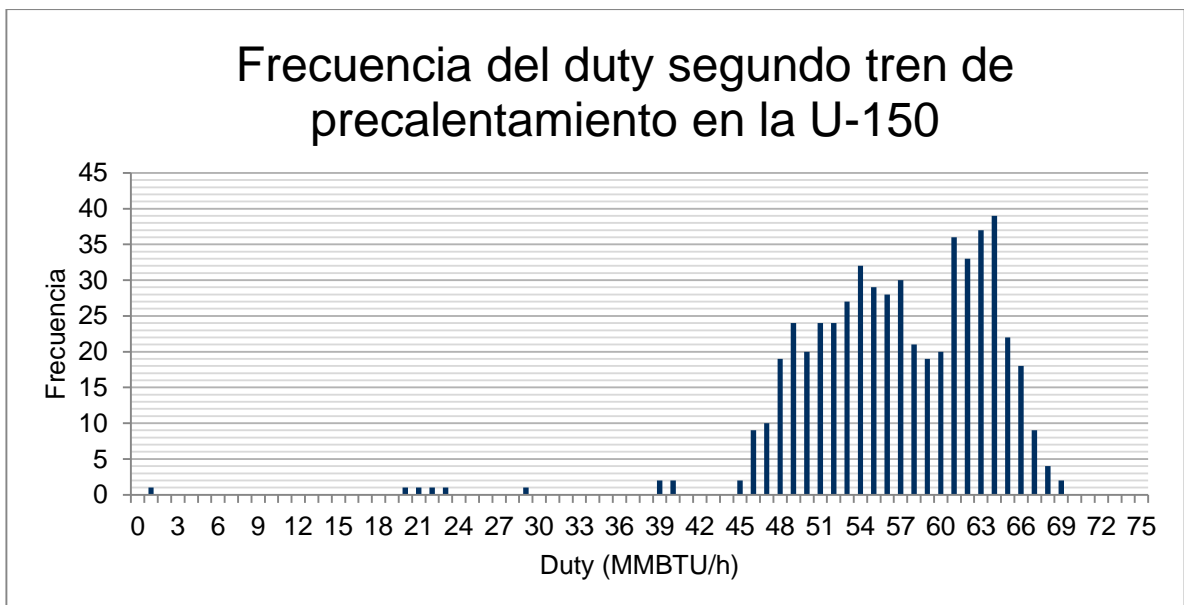


Gráfica C3. Frecuencia del duty – tren de precalentamiento sección preflash U-150.

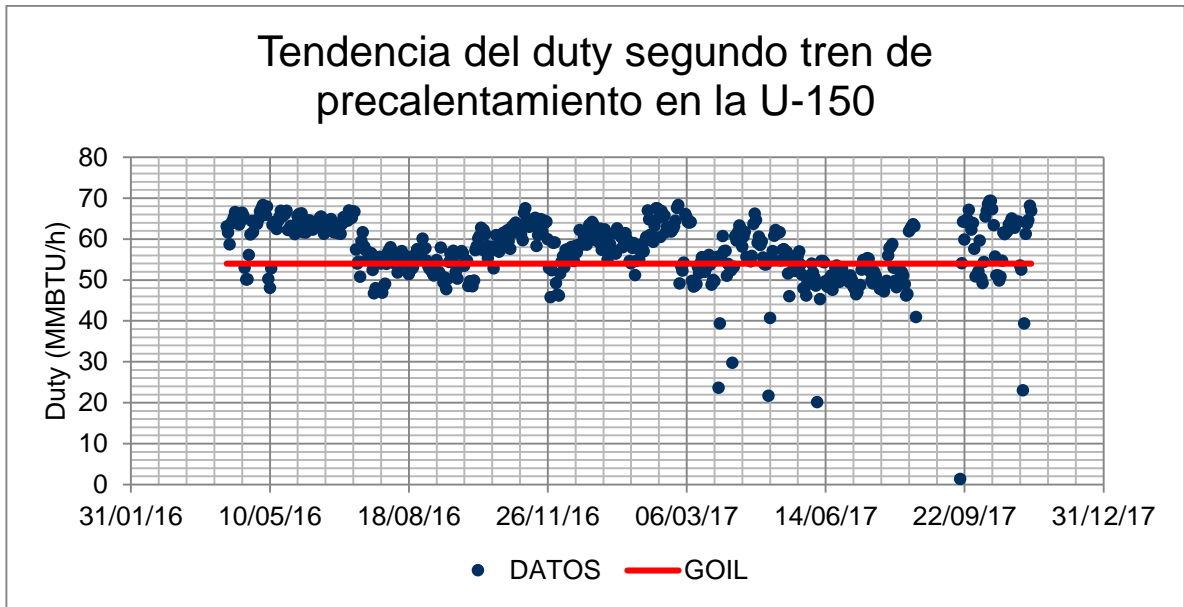


Gráfica C4. Distribución del duty preflash tren de precaliente U-150.

Para calcular el valor de referencia mínimo, se ajustaron los datos a una distribución bimodal obteniéndose como resultado un mínimo aproximado de 54 MMBTU/h.



Gráfica C5. Frecuencia del duty segundo tren de precalentamiento sección U-150.



Gráfica C6. Distribución del Duty segundo tren de precaliente U-150.

Anexo B. Resultados de análisis del consumo de gas en U-200, U-250, U-2000 y U-2100.

Unidad	Horno	¿Cumple con los costos?		Variables operativas que aumentaron los costos operacionales
		B. E	Planeación	
U-200	H-201	No	No	Temperatura del Diesel, reflujo medio e inferior de la torre atmosférica. Flujo del Jet y reflujo medio de la torre atmosférica.
	H-202	No	No	Temperatura del Diesel, reflujo medio de la torre atmosférica. Flujo de fondos de la torre de vacío. Exceso de oxígeno.
U-250	H-253	Si	Si	Temperatura del reflujo de cima, gasóleo pesado y reciclo de fondos de la torre de vacío. Flujo del reflujo medio e inferior de la torre atmosférica y gasóleo pesado de vacío. Exceso de oxígeno
	H-254	Si	Si	Temperatura del fondo de la torre atmosférica. Exceso de oxígeno.
U-2000	H-2001	No	Si	Temperatura de gases de la torre preflash y fondos de la torre de vacío. Flujo del reflujo medio de la torre atmosférica, reflujo medio y fondos de la torre de vacío.
	H-2002	No	Si	Temperatura del fondo de la torre atmosférica. Exceso de oxígeno.
U-2100	H-2101	No	No	Temperatura del Diesel, reflujo medio y gasóleo de mezclado de la torre de vacío. Flujo de los gases de cima y el reflujo superior de la torre atmosférica.
	H-2102	Si	Si	Temperatura del fondo de la torre atmosférica. Exceso de oxígeno.

Anexo E. Resultados del análisis del consumo de vapor de U-200, U-250, U-2000, U-2100 en enero 2018.

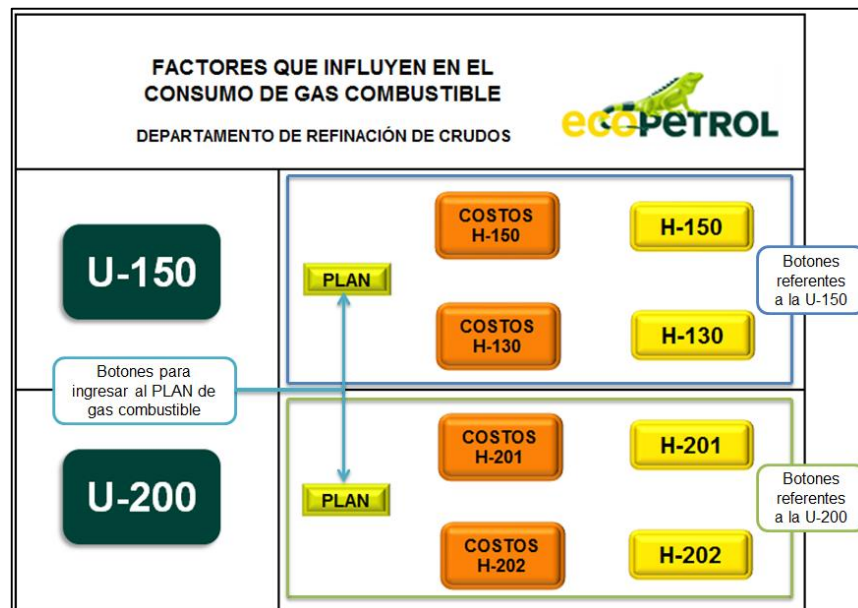
Debido al análisis realizado anteriormente, se encontró que el aumento de los costos del consumo de vapor está relacionado con la cantidad de turbinas que operen durante el mes, por consecuente se construyó la siguiente donde se visualiza el total de turbinas que operaron durante el mes de enero 2018 de cada unidad de topping.

Tabla E1. Turbinas de operación de las cinco unidades topping Ecopetrol S.A

Unidad	¿Cumple con los costos?		Total, de turbinas	Turbinas operando	Turbinas no operando
	B. E	Planeación			
U-200	No	No	17	6	11
U-250	Si	No	10	4	6
U-2000	Si	Si	11	3	8
U-2100	Si	Si	10	3	7

Anexo C. Plantilla de costos y condiciones operacionales gas combustible Ecopetrol S.A.

F.1. Pantalla de inicio: Al hacer click en cada botón se abrirá su respectiva gráfica, pero los botones “PLAN” despliegan una página donde se debe ingresar el PLAN de Gas Combustible de cada Unidad (U150, U200).



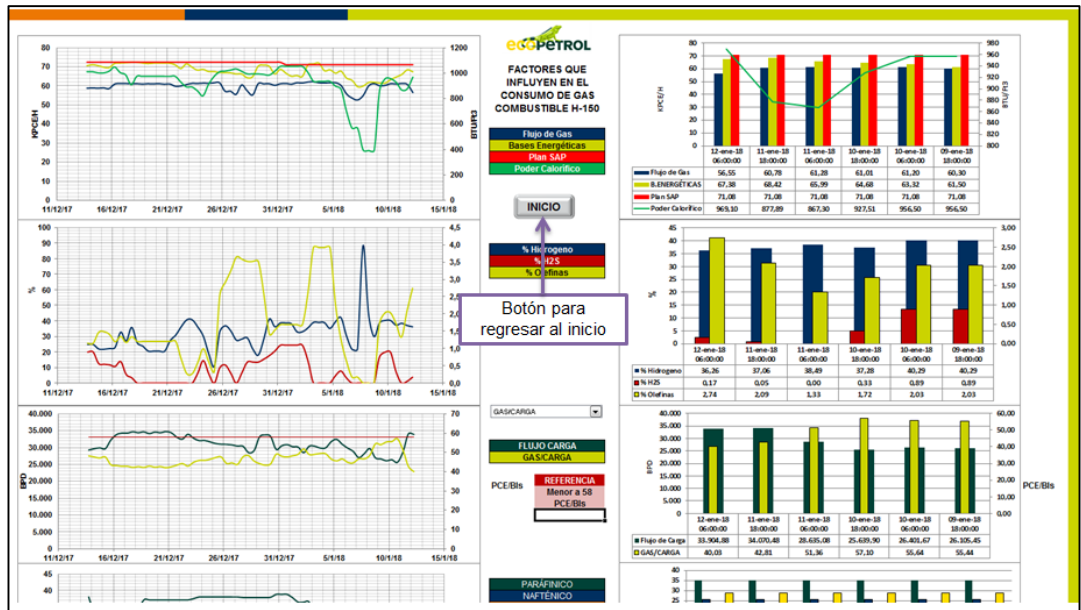
Cabe resaltar que la columna “Diferencia \$” se hace respecto a las bases energéticas, es decir, se toma el costo de las bases energéticas y se le resta el costo real (Costos B.E – Costo Real). Por lo tanto, un valor positivo significa que se está ahorrando dinero respecto a las bases energéticas y un valor negativo significa que se están generando pérdidas y se deben hacer ajustes.

En el gráfico #2 se puede visualizar la tendencia mensual del costo por turno del consumo de gas combustible junto con su respectivo plan (SAP) y bases energéticas.

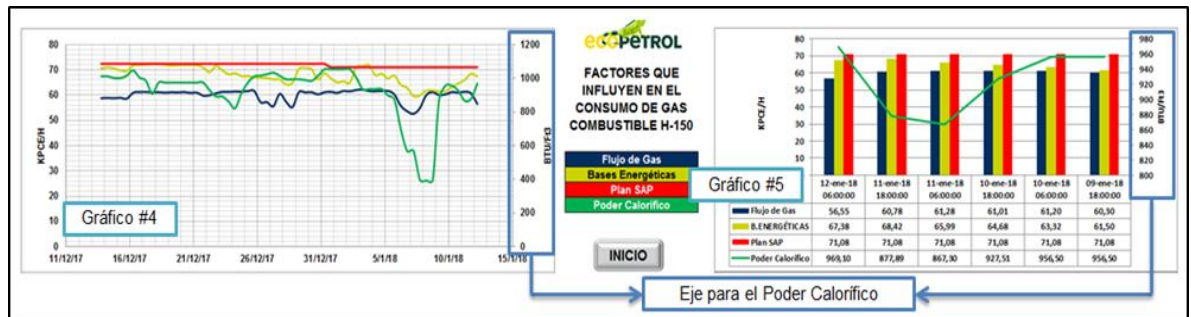
En el gráfico #3 se puede visualizar el costo acumulado del gas combustible de los últimos 30 días, junto con su plan (SAP) y bases energéticas. En la parte superior se puede observar en que rango de fechas se está realizando este gráfico. La columna “Diferencia \$” es respecto a las bases energéticas, por lo tanto, valor negativo indican pérdidas y un valor positivo ahorro.

La celda modificable permite cambiar el costo unitario del gas combustible y de manera automática las gráficas y tendencias se ajustan a este nuevo valor.

F. 4. Botón “H-150/H-130/H-201/H-202”: al hacer click en este botón nos debe aparecer una página como la siguiente:

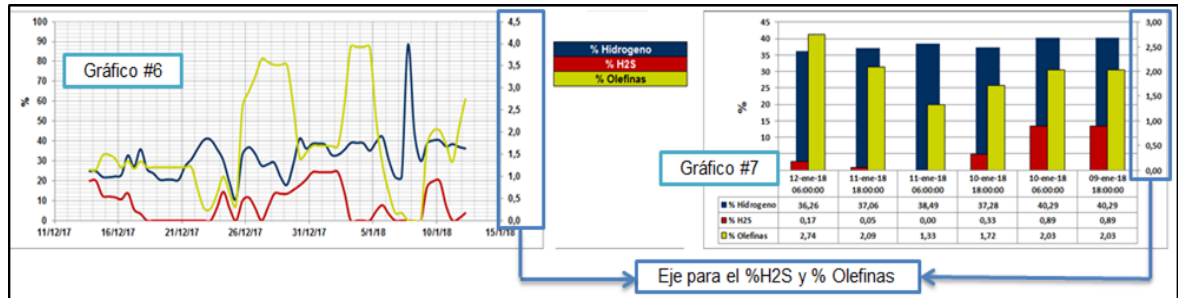


Al lado izquierdo se encuentran las tendencias mensuales de cada variable, en el lado derecho se encuentran los valores de las variables en los últimos 6 turnos y en el centro se especifica cada variable y su respectiva leyenda.

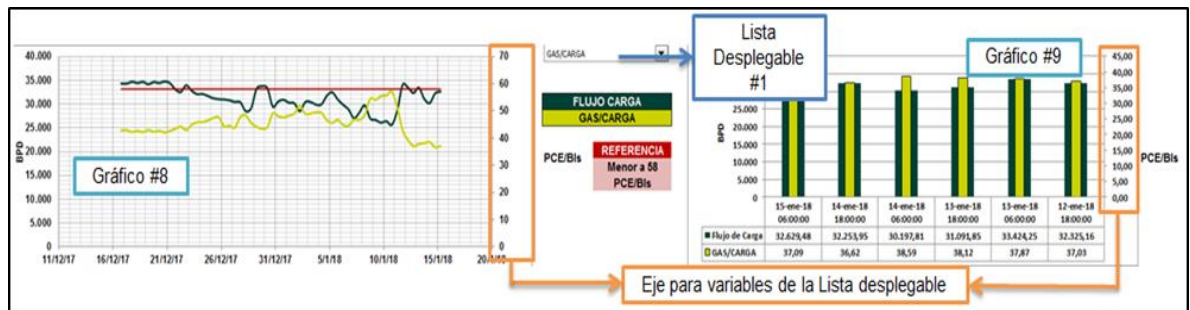


En el gráfico #4 se visualiza la tendencia mensual del consumo de gas combustible en KPCE/h (Línea Azul), el plan de SAP (Línea Roja), las bases energéticas (Línea Verde clara) y el poder calorífico en BTU/Ft³ (Línea Verde Oscuro). En el gráfico #5

se visualizan los valores de los últimos 6 turnos de las variables anteriormente descritas.



En el gráfico #6 y #7 se visualizan las variables referentes a la composición del gas combustible (%Hidrogeno, %H2S y % Olefinas). Al lado izquierdo se encuentra la tendencia mensual y al lado derecho los valores de los últimos 6 turnos.



En el gráfico #8 y #9 se puede comparar el comportamiento del flujo de carga (Línea verde oscura) con las variables más representativas en el consumo de gas combustible (Línea verde Clara) y el respectivo valor de referencia de esta variable (Línea roja). Al lado izquierdo se puede ver la tendencia mensual y al lado derecho los valores de los últimos 6 turnos.

Variables que componen la lista desplegable #1:

H-150: ΔP primer tren de precalentamiento, ΔP pre-flash tren, ΔP segundo tren de precalentamiento, duty primer tren de precalentamiento, duty pre-flash tren, duty segundo tren de precalentamiento, RGC, % oxígeno en exceso, temperatura de chimenea y eficiencia del horno.

H-130: temperatura de fondo de la torre atmosférica, RGC, % oxígeno en exceso, temperatura de chimenea y eficiencia del horno.



La lista desplegable #2 nos permite visualizar variables de temperatura y flujo de cada uno de los trenes de precalentamiento, es decir, nos modifica los gráficos #12, #13, #14, #15, #16 y #17. Para el H-150 está lista posee 3 ítems: primer tren, pre-flash tren y segundo tren.

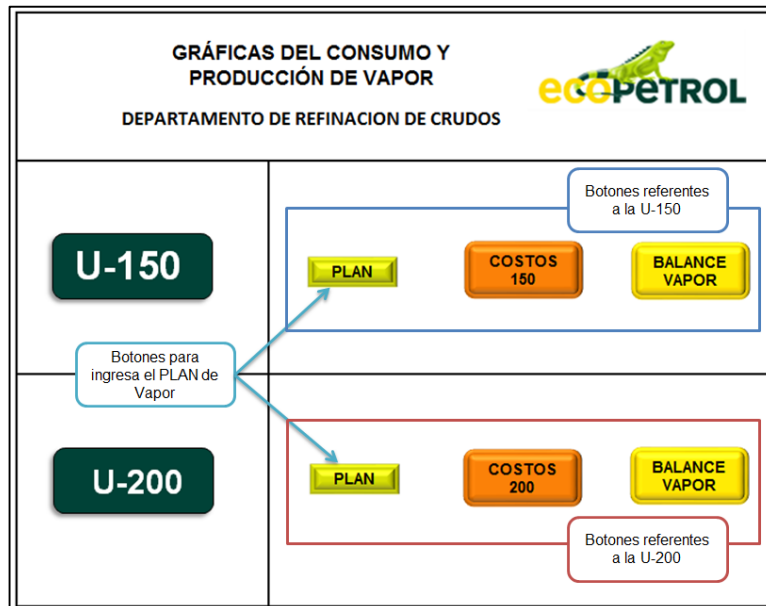
En los gráficos #12 y #13 se puede visualizar la temperatura del crudo antes de entrar al tren de precalentamiento y después de salir de este.

En los gráficos #14 y #15 se visualiza la temperatura de entrada de cada uno de los fluidos calientes de cada intercambiador del respectivo tren, los cuales son los encargados de calentar el crudo para que este llegue en condiciones óptimas al horno.

Por último, en los gráficos #16 y #17 se pueden observar los flujos (BPD) de cada uno de los fluidos calientes del gráfico anterior, de tal manera que comparando flujo y temperatura sea más fácil el análisis de estas variables.

Anexo D. Plantilla de costos y condiciones operacionales vapor de agua Ecopetrol S.A.

G. 1. Pantalla de inicio: Al hacer click en cada botón se abrirá su respectiva gráfica, pero los botones “PLAN” despliegan una página donde se debe ingresar el plan de vapor de agua de cada unidad.

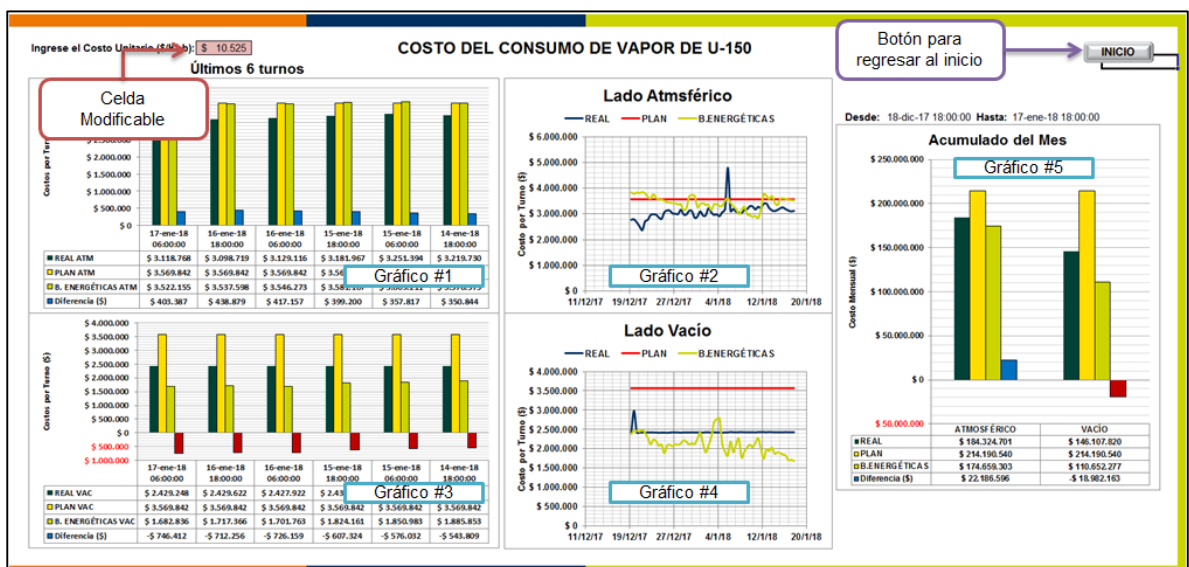


G. 2. Botón “PLAN”: esta página está diseñada para que se pueda actualizar el plan de SAP del consumo de vapor mes a mes, y así este se actualice en su respectiva gráfica.

INGRESE EL VALOR DEL PLAN MENSUAL DE VAPOR DE LA U-150 (Klb/MES) SAP

MES	ATMOSFÉRICO Klb/MES	VACIO Klb/MES
ENERO	21.029	21.029
FEBREO	18.994	18.994
MARZO	10.853	10.853
ABRIL	20.350	20.350
MAYO	21.029	21.029
JUNIO	20.350	20.350
JULIO	21.029	21.029
AGOSTO	21.029	21.029
SEPTIEMBRE	20.350	20.350
OCTUBRE	21.029	21.029
NOVIEMBRE	21.029	21.029
DICIEMBRE	21.029	21.029

G. 3. Botón “Costo 150”: al hacer click en este botón nos debe aparecer una página como la siguiente:

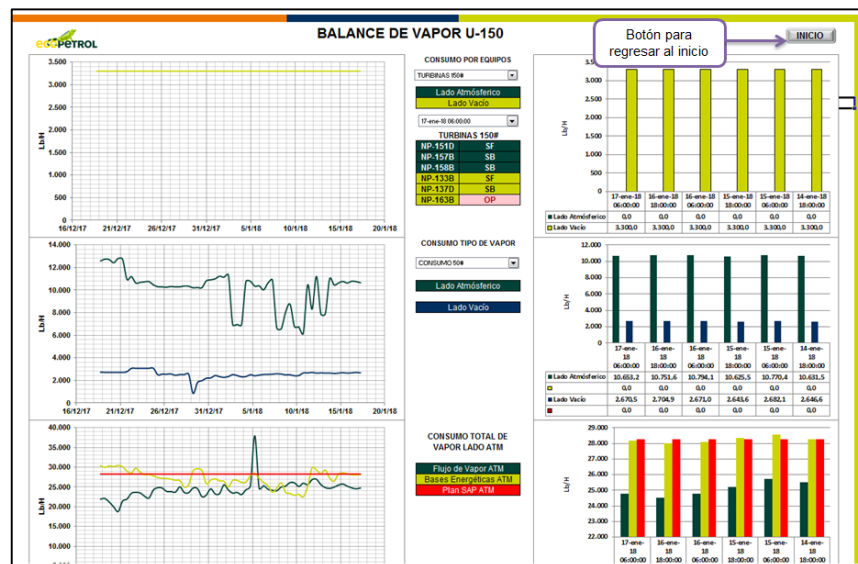


En los gráficos #1 y #2 se puede visualizar los costos del vapor del lado atmosférico, comparándolos con el respectivo plan (SAP) y con las bases energéticas. En el gráfico #1 muestran los últimos 6 turnos. En el gráfico #2 se observa la tendencia mensual de los costos por turnos del consumo de vapor de agua. En los gráficos #3 y #4 se puede visualizar los costos del vapor del lado vacío, comparándolos con el respectivo plan (SAP) y con las bases energéticas. En el gráfico #3 muestran los últimos 6 turnos. En el gráfico #4 se observa la tendencia mensual de los costos por turnos del consumo de vapor de agua.

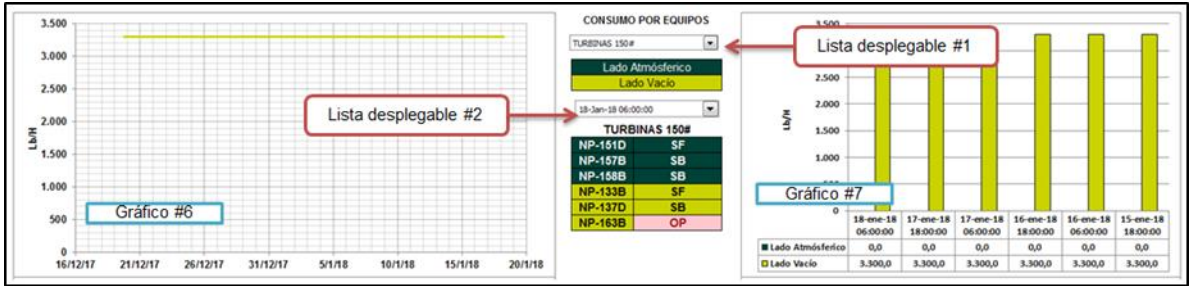
En el gráfico #5 está el acumulado de los últimos 30 días (ver el rango de fechas en la parte superior del gráfico) del consumo de vapor tanto del lado atmosférico como del lado vacío, junto con su respectivo plan SAP, bases energéticas y diferencia.

La celda modificable permite cambiar el costo unitario del vapor de agua y de manera automática las gráficas y tendencias se ajustan a este nuevo valor.

G. 4. Botón “BALANCE DE VAPOR”: al hacer click en este botón nos debe aparecer una página como la siguiente:



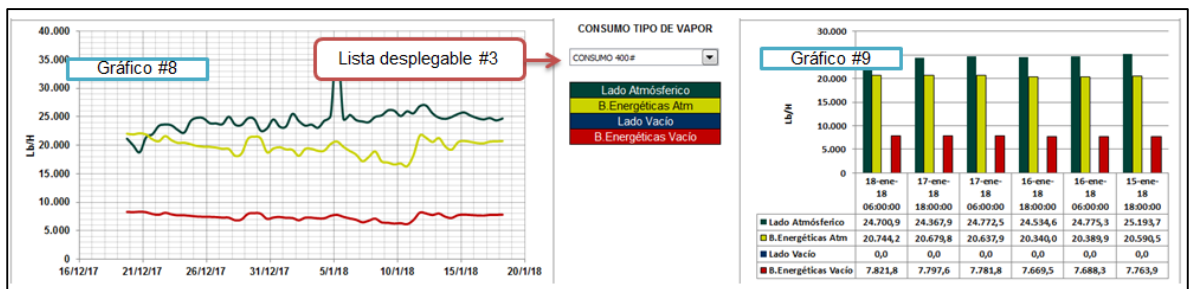
Al lado izquierdo se encuentran las tendencias mensuales de cada variable, en el lado derecho se encuentran los valores de las variables en los últimos 6 turnos y en el centro se especifica cada variable y su respectiva leyenda.



En los gráficos #6 (tendencia mensual) y #7 (últimos 6 turnos) se visualiza el consumo de vapor por equipos. Mediante la lista desplegable #1 se puede modificar las gráficas dependiendo del tipo de equipo que se desee analizar. El lado atmosférico se referencia por el color verde oscuro y el lado vacío por el color verde claro.

Equipos que componen la lista desplegable #1: turbinas de 400#, turbinas de 150#, torres de destilación, despojadoras, hornos, eyectores y rehervidor.

En la lista desplegable #2 está compuesta por los últimos 60 turnos, es decir, los últimos 30 días, de tal manera que al escoger la fecha y hora de inicio de turno se modifiquen las celdas de la parte inferior, evidenciándose cuales turbinas estuvieron en servicio durante ese turno (operando, operando en falla).



En los gráficos #8 (tendencia mensual) y #9 (Últimos 6 turnos) se visualiza el consumo dependiendo del tipo de vapor requerido y su respectiva base energética, tal y como está especificado en el recuadro del centro.

Los tipos de vapor de agua que componen la lista desplegable #3: consumo de vapor de 400#, consumo de vapor de 150#, consumo de vapor de 50#.